



TUGAS AKHIR - MO141326

ANALISIS TEKNIK DAN EKONOMI TURBIN ANGIN LEPAS PANTAI TIPE *MONOPILE* SEBAGAI ENERGI ALTERNATIF ANJUNGAN MIGAS

FIKRI ANRAY SECARIO

NRP. 043 1144 0000 128

Dosen Pembimbing :

Prof. Ir. Mukhtasor, M.Eng., Ph.D.

Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, ST, MT.

DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

2018



FINAL PROJECT - MO141326

ENGINEERING AND ECONOMIC ANALYSIS OF OFFSHORE MONOPILE WIND TURBINE AS AN ALTERNATIVE ENERGY FOR OIL RIG

FIKRI ANRAY SECARIO

NRP.043 1144 0000 128

Supervisors :

Prof. Ir. Mukhtasor, M.Eng., Ph.D.

Dr. Eng Rudi. Walujo Prastianto, ST, MT.

DEPARTMENT OCEAN ENGINEERING

Faculty Of Marine Technology

Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

2018

LEMBAR PENGESAHAN

ANALISIS TEKNIK DAN EKONOMI TURBIN ANGIN LEPAS PANTAI TIPE MONOPILE SEBAGAI ENERGI ALTERNATIF ANJUNGAN MIGAS TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada Program Studi S-1 Departemen Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

Fikri Anray Secario

NRP. 04311440000128

Disetujui oleh:

1. Prof. Ir. Mukhtasor, M.Eng., Ph.D. (Pembimbing 1)
2. Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T. (Pembimbing 2)
3. Dr. Kriyo Sambodho, S.T., M.T. (Penguji 1)
4. Dr. Eng. Muhammad Zikra, S.T., M.Sc. (Penguji 2)

SURABAYA, JULI 2018

ABSTRAK

Nama : Fikri Anray Secario
NRP : 04311440000128
Departemen : Teknik Kelautan
Dosen Pembimbing : Prof. Ir. Mukhtasor, M.Eng., Ph.D.
Dr. Eng Rudi Waluyo Prastianto, ST, MT.

Menurut data yang dirilis oleh World Resources Institute (WRI), Indonesia menempati peringkat 6 negara dengan emisi karbon dioksida terbesar di dunia, dengan jumlah sebesar 1.98 milyar ton per tahun. Dari latar belakang ini Indonesia dituntut untuk menggunakan energi yang dapat berfungsi kontinu, serta ramah lingkungan demi berlangsungnya pembangunan dan kehidupan manusia. Seperti yang kita tahu anjungan, minyak dan gas (migas) di Indonesia menggunakan generator diesel sebagai salah satu pembangkit utamanya, dimana biaya yang dikeluarkan untuk menjalankan generator ini sangat besar. Indonesia sebagai negara kepulauan dan memiliki daerah laut yang relatif luas memiliki potensi rata-rata kecepatan angin yang cukup tinggi. Dalam penulisan tugas akhir ini dilakukan analisis umur kelelahan dengan metode *time history domain* dan analisa kelayakan investasi dengan metode *Levelized Cost of Energy*. Dengan skenario penempatan turbin angin pada wilayah kerja PT. Pertamina Hulu Energi West Madura Offshore (PHE WMO) pada area C dan G dengan kedalaman 23.25 meter dan 56.77 meter menggunakan substruktur tipe *monopile* dengan turbin NREL 5 MW. Hasil analisis tugas akhir ini adalah umur kelelahan *monopile* pada area C memiliki nilai 23 tahun dan pada area G memiliki umur kelelahan senilai 19 tahun. Analisis LCOE membuktikan nilai *monopile* area C bernilai 1010 IDR/KWh dan *monopile* area G memiliki nilai 1276 IDR/KWh. Penelitian tugas akhir ini membuktikan substruktur pada area C lebih ekonomis dibanding substruktur area G.

Kata kunci: Turbin Angin Lepas Pantai, Anjungan migas, LCOE, umur kelelahan.

ABSTRACT

Name : Fikri Anray Secario
REG : 04311440000128
Department : Ocean Engineering
Supervisors : Prof. Ir. Mukhtasor, M.Eng.,Ph.D.
Dr. Eng Rudi Waluyo Prastianto, ST, MT.,

According to data released by the World Resources Institute (WRI), Indonesia is ranked the 6th country with the largest carbon dioxide emissions in the world, with a total of 1.98 billion tons per year. From this background Indonesia is required to use energy that can function continuously, and environmentally friendly for the sake of the ongoing development. As we know the oil and gas platforms in Indonesia use diesel generators as one of the main generators, where the costs incurred to run this generator are very large. Indonesia as an archipelagic country and has a relatively wide sea area has a potential average wind speed. In this final project, analysis of fatigue life is carried out using the time history domain method and investment feasibility analysis using the Levelized Cost of Energy (LCoE) method. With the scenario of wind turbine placement at PT. Pertamina Hulu Energi West Madura Offshore (PHE WMO) field at C and G area with a depth of 23.25 meters and 56.77 meters using monopile type substructure with NREL 5 MW turbine. The result of this final project analysis is that the fatigue life of monopile in area C has a value of 23 years and in area G has a fatigue life of 19 years. LCOE analysis proves that the monopile area C has a value of 1010 IDR / KWh and monopile area G has a value of 1276 IDR / KWh. This final project research proves that substructure in area C is more economical than substructure of area G.

keywords: Offshore Wind Farm, Wind Turbine, Oil Rig, LCoE.

KATA PENGANTAR

Assalamualaikum Wr Wb

Puji syukur penulis kepada ALLAH SWT yang telah memberikan rahmat dan karunia-Nya, serta kepada seluruh pihak yang telah membantu, sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini dengan baik dan lancar. Tugas akhir ini berjudul “Analisis Teknik dan Ekonomi Turbin Angin Lepas Pantai Tipe Monopile sebagai Energi Alternatif Anjungan Migas”.

Tugas akhir ini disusun guna memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan Studi Sarjana (S1) di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan (FTK), Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Tugas akhir ini membahas tentang studi kelayakan turbin angin lepas pantai tipe *monopile* ditinjau dalam segi teknik dan ekonomi pada perairan Indonesia.

Penulis menyadari dalam pengerjaan dan penulisan tugas akhir ini masih jauh dari kesempurnaan sehingga penulis mengharapkan kritik dan saran sebagai bahan penyempurnaan pada laporan selanjutnya. Penulis berharap tugas akhir ini dapat mendukung kemajuan dunia pendidikan khususnya di bidang pengelasan.

Wassalamu’alaikum Wr. Wb.

Surabaya, Juli 2018

Fikri Anray Secario

UCAPAN TERIMA KASIH

Selama menyelesaikan penyusunan tugas akhir ini penulis telah banyak bantuan dari berbagai pihak, baik secara langsung maupun tidak langsung. Dengan segala kerendahan hati, penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada semua pihak yang turut membantu, khususnya:

1. Allah SWT, Tuhan Yang Maha Esa yang telah memberikan ridho dan hidayah-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Kedua orang tua penulis yang telah memberikan dukungan moral maupun moril kepada penulis yang tiada hentinya agar diberi kemudahan dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
3. Prof. Ir. Mukhtasor, M.Eng.,Ph.D. selaku dosen pembimbing satu penulis yang telah sabar membimbing, memberikan petunjuk, dan meluangkan waktunya sehingga Tugas Akhir ini dapat selesai.
4. Bapak Dr.Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T., selaku dosen pembimbing dua penulis yang telah sabar membimbing, memberikan petunjuk, dan meluangkan waktunya sehingga Tugas Akhir ini dapat selesai.
5. Prof. Dr. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc. selaku dosen wali penulis, terima kasih atas bimbingan, nasehat, dan bimbingannya.
6. Bapak Dr.Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T., selaku Ketua Departemen Teknik Kelautan, semua bapak dan ibu dosen serta staf maupun karyawan Departemen Teknik Kelautan, terima kasih atas segala ilmu dan bantuannya.
7. Para penguji Tugas Akhir yang telah memberikan evaluasi dan saran kepada penulis guna menyempurnakan tugas akhir yang dikerjakan.
8. Seluruh keluarga besar mahasiswa teknik kelautan ITS angkatan 2014 (MAELSTROM) yang telah memberikan semangat dan bantuan kepada penulis dalam menyelesaikan tugas akhir.
9. Semua pihak yang telah membantu baik secara langsung maupun tidak langsung.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	iii
ABSTRAK.....	iv
ABSTRACT.....	v
KATA PENGANTAR	vi
UCAPAN TERIMA KASIH.....	vii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xiii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Masalah	1
1.2 Perumusan Masalah.....	2
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Manfaat	3
1.5 Batasan Masalah	3
1.6 Sistematika Laporan	4
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....	7
2.1 Tinjauan Pustaka	5
2.2 Dasar Teori	6
2.2.1 Struktur Turbin Angin Lepas Pantai	6
2.2.2 Tipe Dasar Struktur Pendukung.....	7
2.2.2.1 Struktur Pendukung Tipe <i>Monopiles</i>	8
2.2.2.2 Struktur Pendukung Tipe <i>Jacket</i>	9
2.2.2.3 Struktur Pendukung Tipe <i>Gravity Base</i>	9
2.2.2.4 Struktur Pendukung Tipe <i>Tripod</i>	9
2.2.3 Energi Angin.....	9
2.2.4 Turbin Angin.....	10
2.2.5 Sistem Konversi Energi Angin	11
2.2.6 Profil Angin	12
2.2.7 Teori Momentum Betz.....	13
2.2.8 Fungsi Kerapatan Probabilitas	14
2.2.9 Jenis-jenis Fungsi Kerapatan Probabilitas.....	15

2.2.9.1 Distribusi <i>Rayleigh</i>	15
2.2.9.2 Distribusi <i>Weibull</i>	16
2.2.9.3 Distribusi <i>Gaussian</i>	17
2.2.10 Beban Pada Struktur	18
2.2.10.1 Beban Permanen (G).....	19
2.2.10.2 Beban Variabel Fungsional	19
2.2.10.3 Beban lingkungan	19
2.2.10.3 Beban lingkungan	19
2.2.11 Turbulensi Angin	20
2.2.12 Spektra Angin	21
2.2.13 Beban Aerodinamika terhadap Struktur	22
2.2.14 Teori Gelombang	23
2.2.14.1 Teori Gelombang Linear	23
2.2.14.2 Teori Cnoidal	24
2.2.14.3 Teori Stokes	24
2.2.14.4 Teori Solitary	25
2.2.15 Validitas Teori Gelombang	25
2.2.16 Spektra Gelombang	26
2.2.17 Beban Hidrodinamika Terhadap Struktur	28
2.2.17.1 Koefisien Hidrodinamik.....	29
2.2.18 Analisis Umur Kelelahan	32
2.2.19 Kurva S-N (S-N Curve)	33
2.2.20 Metode Rainflow Counting	34
2.2.21 Aturan Miner	35
2.2.22 Perhitungan Nilai Proyek Turbin Angin Lepas pantai ...	36
2.2.14.3 Teori Stokes	36
2.2.14.4 Teori Solitary	36
2.2.23 Metode Analisa Kelayakan Investasi	37
2.2.14.3 <i>Net Present Value (NPV)</i>	37
2.2.14.4 <i>Metode Internal Rate Return (IRR)</i>	38
2.2.14.4 <i>Analisa Cost of Energy (CoE)</i>	38
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN	40
3.1 Diagram Alir	40
3.2 Penjelasan Diagram Alir	41

BAB 4 ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....	45
4.1 Lokasi Penempatan dan Spesifikasi Turbin Angin	45
4.2 Pengolahan Data Lingkungan	41
4.2.1 Pengolahan Data Angin.....	48
4.2.2 Pengolahan Data Gelombang.....	56
4.3 Perhitungan Daya Listrik dan <i>Coefficient Production</i>	63
4.4 Perhitungan Getaran putar yang dihasilkan turbin	64
4.5 Permodelan Struktur.....	65
4.6 Analisis Statis	67
4.7 Analisis Dinamis.....	70
4.8 Analisis Umur Kelelahan	74
4.9 Analisis Biaya Turbin Angin Lepas Pantai	75
4.10 Analisis Investasi Turbin Angin Lepas Pantai.....	77
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN	79
5.1 Kesimpulan.....	79
5.2 Saran	80
DAFTAR PUSTAKA	81
LAMPIRAN	
LAMPIRAN I	
LAMPIRAN II	
LAMPIRAN III	
LAMPIRAN IV	
LAMPIRAN V	
BIODATA PENULIS	

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1	Data lokasi penempatan turbin angin	46
Tabel 4.2	Data Properti Turbin NREL 5 MW	47
Tabel 4.3	Data Properti Substruktur C tipe <i>Monopile</i>	47
Tabel 4.4	Data Properti Substruktur G tipe <i>Monopile</i>	48
Tabel 4.5	Data kejadian angin pada area C	49
Tabel 4.6	Kecepatan angin periode 10 tahun pada area C	50
Tabel 4.7	Olahan Kecepatan Angin rata-rata ketinggian 10 meter Area C	51
Tabel 4.8	Olahan Kecepatan Angin rata-rata ketinggian 90 meter Area C	51
Tabel 4.9	Intensitas turbulen dan standar deviasi Area C.....	52
Tabel 4.10	Data kejadian angin pada area G	53
Tabel 4.11	Kecepatan angin periode 10 tahun pada area G	53
Tabel 4.12	Olahan Kecepatan Angin rata-rata ketinggian 10 meter Area G	54
Tabel 4.13	Olahan Kecepatan Angin rata-rata ketinggian 90 meter Area G	55
Tabel 4.14	Intensitas turbulen dan standar deviasi Area G.....	56
Tabel 4.15	Data kejadian gelombang pada area C	56
Tabel 4.16	Tinggi gelombang periode 10 Tahun area C	57
Tabel 4.17	Parameter JONSWAP pada area C	58
Tabel 4.18	Data Awal.....	59
Tabel 4.19	Olahan Data Gelombang	59
Tabel 4.20	Hasil Validasi Manual-Report WMO	60
Tabel 4.21	Data kejadian gelombang pada area G.....	60
Tabel 4.22	Tinggi gelombang periode 10 Tahun pada area G	61
Tabel 4.23	Parameter JONSWAP pada area G	62
Tabel 4.24	Perhitungan <i>coefficient production</i>	63
Tabel 4.25	Hasil analisis biaya turbin angin lepas pantai monopile C.....	75
Tabel 4.26	Hasil analisis biaya turbin angin lepas pantai monopile G	75
Tabel 4.27	Penghasilan turbin angin lepas pantai dalam setahun	76
Tabel 4.28	Analisis NPV, IRR dan LCOE Monopile C	77
Tabel 4.29	Analisis NPV, IRR dan LCOE Monopile G	78

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Jenis-jenis Struktur Turbin Angin Lepas pantai.....	2
Gambar 2.1 Komponen Turbin Angin Lepas Pantai	7
Gambar 2.2 Jenis Struktur Pendukung di laut transional	8
Gambar 2.3 Konfigurasi Struktur Pendukung tipe <i>Monopile</i>	8
Gambar 2.4. Turbin angin sumbu horizontal dan Turbin angin sumbu vertikal ..	11
Gambar 2.5 Kondisi aliran udara akibat ekstraksi energi mekanik aliran bebas .	13
Gambar 2.6 Distribusi <i>Rayleigh</i> pada 4 variasi kecepatan angin rata-rata.....	16
Gambar 2.7 Distribusi <i>Weibull</i> dengan kecepatan angin rata-rata 6 m/s	17
Gambar 2.8 Distribusi <i>Gaussian</i>	18
Gambar 2.9 Domain waktu pada spektra kaimal	22
Gambar 2.10 Teori Gelombang Linear pada Kedalaman Terbatas.....	23
Gambar 2.11 Bentuk Profil dari Beberapa Teori Gelombang.....	25
Gambar 2.12 Validitas Teori Gelombang	26
Gambar 2.13 Contoh spektra JONSWAP pada North Sea.....	27
Gambar 2.14 Contoh time history irregular dari spektra JONSWAP	28
Gambar 2.15 Grafik penentuan gaya dominan pada struktur.....	29
Gambar 2.16 Grafik hubungan nilai C_D - K_c dengan variasi nilai Re dan β	30
Gambar 2.17 Grafik hubungan nilai C_M - K_c dengan variasi nilai Re dan β 31	
Gambar 2.18 Grafik hubungan nilai C_D - Re dengan variasi nilai k/D ; $K=20$	31
Gambar 2.29 Grafik hubungan nilai C_M - Re dengan variasi nilai k/D ; $K=20$	32
Gambar 2.20 Ilustrasi <i>time history</i> dengan <i>rainflow counting</i>	35
Gambar 3.1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir.....	40
Gambar 4.1 Peta lepas pantai Madura Barat	45
Gambar 4.2 Anjungan yang dioperasikan PT. PHE WMO.....	46
Gambar 4.3 <i>Wind rose diagram</i> pada area C	50
Gambar 4.4 <i>Wind rose diagram</i> pada area G	54
Gambar 4.5 <i>Wave rose diagram</i> pada area C	57
Gambar 4.6 <i>Wave rose diagram</i> pada area C	61
Gambar 4.7 <i>Thrust force</i> pada turbin angin lepas pantai	64
Gambar 4.8 <i>moment</i> pada turbin angin lepas pantai	64
Gambar 4.9 Permodelan SACS <i>monopile C</i> dan referensi.....	65
Gambar 4.10 Permodelan SACS <i>monopile G</i> dan referensi	66
Gambar 4.11 Beban yang bekerja pada turbin angin	67

Gambar 4.12	Hasil <i>Unity check</i> pada Monopile C dan Monopile G.....	68
Gambar 4.13	Grafik <i>Unity check</i> Monopile C	68
Gambar 4.14	Grafik <i>Unity check</i> Monopile G	69
Gambar 4.15	<i>mode shape</i> pada Monopile C	70
Gambar 4.16	Ilustrasi grafik eksitasi pada Monopile C	71
Gambar 4.17	<i>mode shape</i> pada Monopile G	72
Gambar 4.18	Ilustrasi grafik eksitasi pada Monopile G.....	73
Gambar 4.19	Nilai umur kelelahan pada Monopile C.....	74
Gambar 4.20	Nilai umur kelelahan pada Monopile G	74

BAB 1

PENDAHULUAN

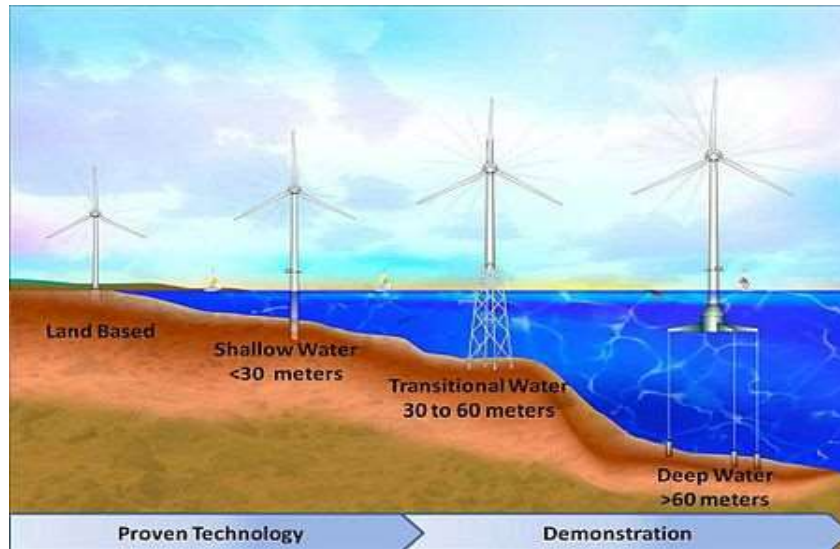
1.1 Latar Belakang Masalah

Menurut data yang dirilis oleh *World Resources Institute* (WRI), Indonesia menempati peringkat 6 negara emisi karbon dioksida terbesar di dunia, dengan jumlah sebesar 1.98 milyar ton per tahun. Dari latar belakang ini Indonesia dituntut untuk menggunakan energi yang dapat berfungsi kontinu, serta ramah lingkungan demi berlangsungnya pembangunan dan kehidupan manusia. Kondisi geografis Indonesia yang 2/3 wilayahnya adalah lautan dan mempunyai garis pantai terpanjang di dunia yaitu ± 80.791 km berpotensi untuk pengembangan pembangkit listrik tenaga angin.

Turbin angin lepas pantai pada prinsipnya tidak berbeda dengan turbin angin yang diinstalasi di darat. Hanya saja adanya beban gelombang, arus, dan angin tentu menjadi pertimbangan lebih ketika proses perancangannya.

Dari segi struktural, proses perancangan ini meliputi dua tahap yaitu desain konseptual, dan detail desain. Desain konseptual menentukan konsep awal struktur, dalam kasus ini misalnya tinggi struktur, jumlah bilah, panjang bilah, dan energi atau daya listrik yang akan dibutuhkan tiap strukturnya. Sedangkan detail desain meliputi perancangan struktur tersebut lebih mendetail seperti diameter pondasi, kekuatan pondasi, perhitungan, dan beban lingkungan. Untuk jenis-jenis struktur turbin angin lepas pantai yang biasa digunakan dapat dilihat pada Gambar

1.1



Gambar 1.1 Jenis-jenis Struktur Turbin Angin Lepas pantai (Karimirad, 2012)

Pertimbangan terhadap hal-hal yang berkaitan dengan energi yang akan dihasilkan menjadi cukup penting untuk diperhitungkan secara matang, dikarenakan biaya investasi yang cukup besar. Instalasi dan juga produksi peralatan turbin angin lepas pantai yang memakan biaya yang cukup besar. Namun, apabila dilihat dari segi investasi ekonomi jangka panjang, turbin angin lepas pantai memiliki prospek yang menjanjikan. Hal ini dikarenakan energi yang dihasilkan 10% lebih besar dari turbin angin darat. Pada tugas akhir ini dianalisis keuletan struktur dan investasi turbin angin lepas pantai di Indonesia dengan harapan dimasa depan Indonesia bisa merealisasikan turbin angin lepas pantai.

1.2 Perumusan Masalah

Tugas akhir ini akan berusaha menjawab permasalahan-permasalahan diantaranya:

1. Bagaimana skenario penentuan lokasi turbin angin lepas pantai?
2. Berapa umur keuletan turbin angin lepas pantai?
3. Apakah pembuatan turbin angin lepas pantai di Indonesia dapat dilakukan dari segi ekonomi?

1.3 Tujuan

Tujuan dari penelitian ini adalah diantaranya:

1. Menentukan skenario penentuan lokasi turbin angin lepas pantai .
2. Menentukan umur kelelahan turbin angin lepas pantai.
3. Menentukan apakah turbin angin lepas pantai dapat diterapkan di Indonesia dari segi ekonomi

1.4 Manfaat

Pengerjaan penelitian ini diharapkan dapat bermanfaat bagi perkembangan energi terbarukan dan secara khususnya energi angin di Indonesia. Lokasinya yang dipilih dalam penelitian ini juga di lepas pantai, sehingga diharapkan dapat dijadikan suatu referensi, demi tercapainya kemandirian energi tahun 2026 seperti yang dicanangkan pemerintah.

1.5 Batasan Masalah

Dengan berbagai permasalahan yang ada di lapangan, dan untuk menghindari meluasnya permasalahan, maka dalam pengerjaan tugas akhir ini memiliki batasan masalah sebagai berikut:

1. Permodelan terbatas pada struktur saja.
2. Jenis turbin angin yang digunakan adalah tipe *offshore turbine* NREL 5 MW.
3. Respon dinamik struktur *monopile* menggunakan *time history domain*.
4. Lokasi turbin angin lepas pantai terletak di lepas pantai utara Madura dengan kedalaman 23.25 m dan 57.25 m.
5. Analisa dilakukan menggunakan FAST v.8 yang dikembangkan oleh J. Jonkman dari NREL dan SACS 5.6 untuk *fatigue analysis*.
6. Analisis struktur dilakukan pada kondisi operasi.
7. Pembebanan pada analisis dinamis dilakukan pada satu arah (*codirectional*)

8. Parameter *damping* aerodinamika dan hidrodinamika diabaikan.

1.6 Sistematika Laporan

Sistematika penulisan yang digunakan dalam tugas akhir ini sebagai berikut:

BAB 1 PENDAHULUAN

Sistematika penulisan laporan tugas akhir ini dimulai dengan pendahuluan pada bab satu yang menjelaskan tentang latar belakang penelitian yang akan dilakukan, perumusan masalah, tujuan yang hendak dicapai dalam penulisan tugas akhir ini, manfaat yang diperoleh, batasan penelitian, dan sistematika penulisan laporan.

BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

Dasar teori dan tinjauan pustaka yang menjadi sumber referensi dalam tugas akhir ini dijelaskan pada bab dua. Secara rinci bab ini berisikan tinjauan pustaka yang menjadi acuan dari penelitian tugas akhir, dasar-dasar teori, berbagai macam persamaan dan rumus yang digunakan dalam penelitian tugas akhir ini dicantumkan dalam bab ini.

BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN

Bab tiga pada penulisan laporan tugas akhir ini menerangkan tentang metodologi penelitian yang digunakan untuk mengerjakan tugas akhir. Penjelasan pemodelan yang dilakukan dalam penelitian tugas akhir juga dicantumkan dalam bab ini.

BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

Bab ini membahas tentang hasil analisis, baik pemodelan maupun perhitungan dalam pengerjaan Tugas Akhir.

BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN

Bab ini menyajikan hasil akhir dari analisis yang telah dilakukan sesuai perumusan masalah, serta saran yang dapat digunakan untuk menyempurnakan penelitian-penelitian selanjutnya.

BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Pembangkitan energi listrik dari energi angin adalah sebuah sistem yang kompleks. Komponen utama dari sistem ini adalah angin yang kemudian akan dikonversi menjadi energi mekanik dalam bentuk putaran turbin. Kemudian energi mekanik tersebut akan dikonversi menjadi energi listrik oleh generator. Dari jenis generator yang digunakan kemudian dapat ditentukan jenis struktur yang digunakan sebagai penopang turbin tersebut. Estimasi biaya dapat dilakukan setelah generator dan struktur penopangnya ditentukan.

Penelitian Martin (2007) meneliti tentang pengembangan metode yang efektif dalam pemilihan rotor-generator turbin angin sumbu horizontal. Penelitian ini dikembangkan dengan memperhitungkan variasi kecepatan angin rata-rata, biaya pembuatan (manufaktur), ukuran generator, serta ukuran rotor. Penelitian ini memiliki total 45 variasi percobaan dengan 9 variasi sumber angin. Hasil dari penelitian ini menunjukkan hubungan rotor-generator lebih optimum apabila memperhitungkan lebih detail kecepatan angin dan nilai k pada wilayah yang dituju.

Hasil penelitian Korpas (2012) berpendapat bahwa turbin angin yang dioperasikan paralel dengan turbin gas akan menghasilkan hasil yang lebih ekonomis dan ramah lingkungan dibanding dengan hanya menggunakan turbin diesel yang menghasilkan lebih banyak emisi CO₂ serta NO₂. Dari sisi ekonomi, total biaya yang dipotong dalam penggunaan turbin angin lepas pantai pada anjungan migas sebesar 5,73 juta euro dalam setahun atau setara dengan nilai *Levelized Cost of Energy* (LCOE) 64€/MWh.

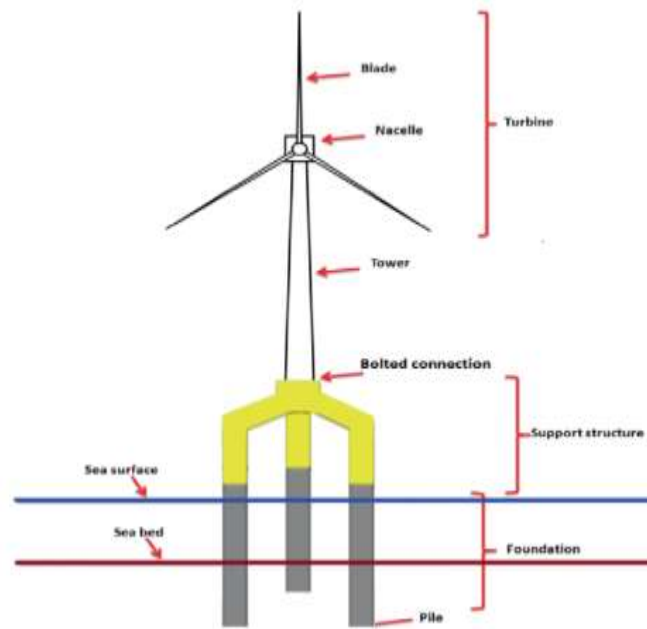
Lebih lanjut, penelitian Shin (2012) menganalisa perbandingan keuntungan dengan biaya pada turbin angin lepas pantai di Cina dan Korea Selatan. Cina negara dengan 20% jumlah total turbin angin di seluruh dunia, telah melakukan perkembangan yang luar biasa terhadap perkembangan turbin angin lepas pantai pertama di Asia yang sudah rampung dan ditempatkan di Shanghai. Berbeda dengan Cina, Korea telah melakukan perkembangan dari segi regulasi dengan regulasi barunya yang dikenal dengan *Renewable Portofolio Standard (RPS)*, menggantikan regulasi lamanya yaitu *tariff policy*. Tujuan dibuatnya regulasi ini tidak lain adalah untuk mempromosikan investasi terbaru korea Selatan yaitu proyek turbin angin lepas pantai dengan total 2,5 GW.

Penelitian Kim (2013) tentang seleksi tempat turbin angin lepas pantai dengan memperhitungkan faktor ekonomi. Perhitungan faktor ekonomi ini memiliki beberapa faktor diantaranya *benefit to cost ratio (B/C)* dan probabilitas pemilihan kapasitas instalasi turbin angin. Hasil penelitian ini menambahkan bahwa dengan evaluasi hubungan biaya konstruksi struktur dengan pemilihan tempat sangat krusial dalam investasi turbin angin lepas pantai.

2.2 Dasar Teori

2.2.1 Struktur Turbin Angin Lepas Pantai

Komponen struktur turbin angin lepas pantai dapat dibagi menjadi 2 bagian yaitu struktur pendukung dan turbin, kemudian struktur pendukung dapat dibagi lagi menjadi 3 bagian yaitu tiang, struktur pendukung dan pondasi. Turbin angin lepas pantai dikategorikan turbin angin terapung lepas pantai jika bagian struktur pendukung dan pondasinya merupakan struktur terapung. Gambar 2.1 merupakan komponen turbin angin yang telah dijelaskan sebelumnya (Karimirad, 2014).



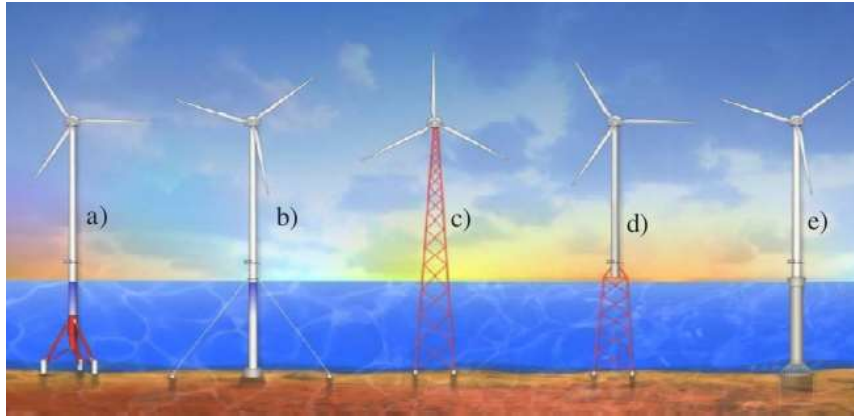
Gambar 2.1 Komponen Turbin Angin Lepas Pantai (Karimirad, 2014)

2.2.2 Tipe Dasar Struktur Pendukung

Konfigurasi struktur pendukung dapat dikategorikan menjadi 5 tipe dasar yaitu: (DNV,2007)

1. Struktur Pendukung Tipe *Monopiles*.
2. Struktur Pendukung Tipe *Jacket*.
3. Struktur Pendukung Tipe *Gravity Base*.
4. Struktur Pendukung Tipe *Tripod*.
5. Struktur Pendukung Tipe Terapung.

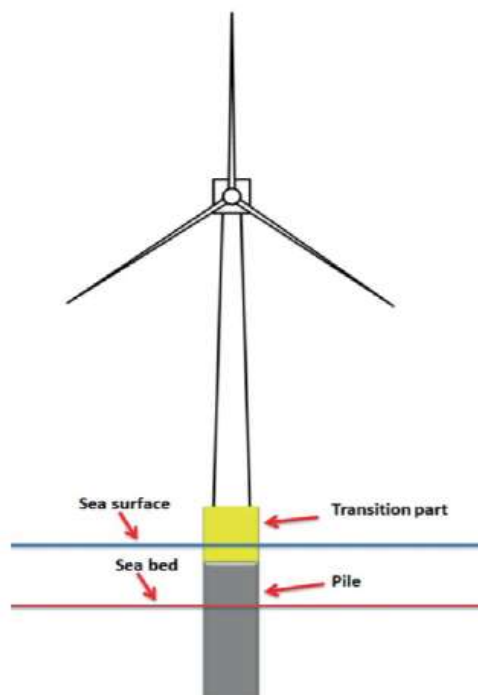
Struktur pendukung juga bisa merupakan kombinasi dari ke 5 (lima) tipe dasar struktur di atas sehingga didapatkan struktur yang ekonomis dan efisien. Pertimbangan awal untuk pemilihan tipe dasar dari struktur pendukung yang digunakan adalah kedalaman laut. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2 Jenis Struktur Pendukung di laut transional (DNV, 2007)

2.2.2.1 Struktur Pendukung Tipe *Monopiles*

Struktur berbentuk silindris ini diaplikasikan di lepas pantai pada laut dangkal dengan kedalaman 10-25 meter. Pondasi dari tipe struktur pendukung ini dipancangkan ke dasar laut agar dapat digunakan. Material yang digunakan untuk pondasi ini terdiri dari baja dan beton agar didapatkan struktur yang kuat. Tiang pada struktur ini disambungkan oleh bagian transisi. (Karimirad, 2014). Untuk lebih jelas dapat dilihat pada Gambar 2.3.



Gambar 2.3 Konfigurasi Struktur Pendukung tipe *Monopile* (Karimirad, 2014)

2.2.2.2 Struktur Pendukung Tipe *Jacket*

Jenis struktur pendukung ini biasa digunakan dalam dunia migas dan sudah diaplikasikan di awal dilakukannya ekspansi migas ke lepas pantai. Struktur ini biasa digunakan di kedalaman yang beragam mulai dari 40-200 meter. Seiring dengan bertambahnya kedalaman laut, struktur pendukung tipe *monopiles* akan semakin mahal dan tidak mungkin lagi digunakan sehingga penggunaan struktur *jacket* menjadi solusi pada laut yang lebih dalam, biasanya digunakan di atas kedalaman 40 meter.

2.2.2.3 Struktur Pendukung Tipe *Gravity Base*

Struktur pendukung tipe ini adalah struktur pertama yang digunakan dalam pengaplikasian turbin angin lepas pantai, menggunakan struktur beton 11 lapis seberat 908 ton. Struktur ini digunakan di lepas pantai Lolland, Denmark pada tahun 1991. Sampai tahun 2000, struktur ini adalah turbin angin lepas pantai terbesar di dunia.

2.2.2.4 Struktur Pendukung Tipe *Tripod*

Struktur tripod adalah struktur baja berkaki tiga yang relatif ringan dibandingkan dengan struktur standar lainnya. Rangka struktur ini memiliki kolom pusat baja, yang berada di bawah tiang turbin. Beban dari turbin diarahkan ke rangka baja dan selanjutnya diteruskan ke bagian pondasi dan dasar laut. pondasi (biasanya dengan diameter 0,9-1,0 m) dipasang pada setiap posisi kaki untuk menyandarkan tripod ke dasar laut. Tiga pondasi ditambatkan 10-20 meter ke dasar laut. Tripod juga bisa dipasang menggunakan *suction bucket* yang bertindak sebagai pondasi.

2.2.3 Energi Angin

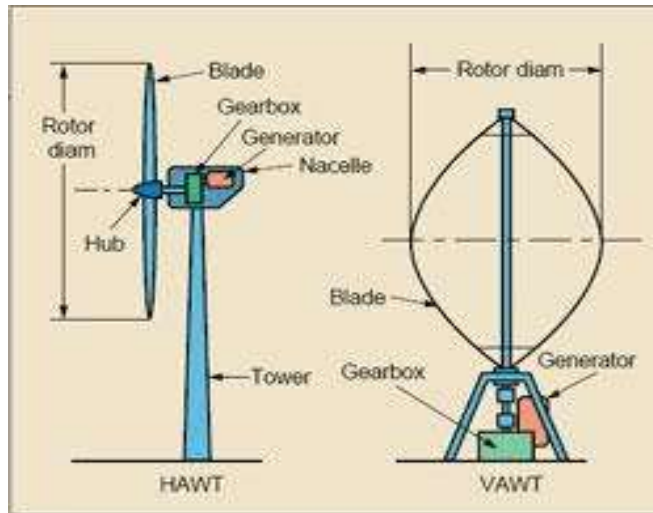
Angin dihasilkan oleh persebaran panas matahari yang tidak merata pada atmosfer bumi. Persebaran panas pada atmosfer ini menyebabkan perbedaan tekanan yang menyebabkan perpindahan dari tekanan tinggi ke tekanan rendah. Karena rotasi bumi dan kontur geografi yang berbeda, menyebabkan persebaran angin pada setiap wilayah juga berbeda (Lynn, 2012).

2.2.4 Turbin Angin

Merupakan sistem konversi energi angin untuk menghasilkan energi listrik dengan proses pengubahan energi angin menjadi putaran mekanis rotor dan selanjutnya menjadi energi listrik melalui sebuah generator. Sistem konversi energi angin ini merupakan suatu sistem/peralatan yang berfungsi untuk mengubah energi angin menjadi energi listrik, mekanis, atau bentuk energi lainnya.

Cara kerja dari turbin angin ini dengan menangkap angin menggunakan bilah sudut (*blade*) yang didisain seperti sayap pesawat terbang. Ketika angin bertiup melewati bilah sudut ini maka akan timbul udara bertekanan rendah pada bagian bawah sudut, tekanan udara yang rendah akan menarik angin bergerak ke area tersebut. Gaya yang ditimbulkan dinamakan gaya angkat. Besarnya gaya angkat ini, biasanya lebih kuat dari tekanan pada sisi depan bilah, atau yang biasa disebut gaya tarik. Kombinasi antara gaya angkat dan gaya tarik menyebabkan rotor berputar seperti propeler dan memutar generator.

Ada dua jenis kombinasi dari turbin angin, yaitu turbin angin sumbu horizontal dan turbin angin sumbu vertikal. Turbin angin sumbu horizontal memiliki rotor utama dan generator listrik di puncak menara. Sebagian besar memiliki sebuah *gearbox* yang mengubah perputaran turbin yang pelan menjadi lebih cepas berputar. Sedangkan turbin angin vertikal memiliki poros rotor utama yang disusun tegak lurus. Kelebihan utama susunan ini adalah turbin tidak harus diarahkan ke angin agar menjadi efektif. Kelebihan ini sangat berguna di tempat-tempat yang arah anginnya bervariasi. Sumbun angin vertikal dan horizontal dapat dilihat pada Gambar 2.4



Gambar 2.4 Turbin angin sumbu horizontal dan Turbin angin sumbu vertikal
(Gawad, 2016)

2.2.5 Sistem Konversi Energi Angin

Sistem konversi energi angin merupakan suatu sistem yang bertujuan untuk mengubah energi potensial angin menjadi energi mekanik poros oleh rotor untuk kemudian diubah lagi oleh alternator menjadi energi listrik. Prinsip utamanya adalah mengubah energi listrik yang dimiliki angin menjadi energi kinetik poros. Besarnya energi yang dapat ditransferkan ke rotor tergantung pada massa jenis udara, luas area dan kecepatan angin. Hal ini selanjutnya akan dibahas melalui persamaan sebagai berikut:

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 \quad (2.1)$$

Dimana:

P = Daya yang dihasilkan (W)

ρ = Densitas udara

A = luas area sapuan rotor (m^2)

U = kecepatan angin (m/s)

Dari persamaan (2.1) dapat diketahui bahwa daya yang dihasilkan oleh angin dipengaruhi kecepatan dan area penangkapan angin. Namun, daya tersebut

tidak dapat diserap secara penuh oleh turbin angin. Penyerapan daya oleh turbin angin tergantung turbin yang dipengaruhi oleh desainnya (Alynn, 2012). Sehingga daya mekanik yang dihasilkan oleh turbin angin mengikuti persamaan berikut:

$$P = C_p(\lambda, \beta) \frac{1}{2} \rho A U^3 \quad (2.2)$$

Dimana:

C_p = Koefisien performansi turbin angin

yang terdiri dari:

λ = *Tip speed ratio* dari rotor

β = derajat bilah

2.2.6 Profil Angin

Pengukuran kecepatan angin rata-rata biasanya ditunjukkan pada ketinggian di atas permukaan bumi atau pada kasus ini diatas permukaan laut pada ketinggian 10 meter atau U_{10} . Pada kondisi dekat dengan permukaan, profil kecepatan angin diperlambat dan terdistorsi oleh gaya seretan permukaan. Untuk menentukan kecepatan angin yang sebenarnya pada ketinggian hub untuk turbin angin lepas pantai, skala logaritmik digambarkan dalam persamaan berikut:

$$U(T, z) = U_{10} \left(1 + 0.137 \ln \frac{z}{h} - 0.047 \ln \frac{T}{T_{10}} \right) \quad (2.3)$$

Dimana:

h = 10 m

T_{10} = 10 menit

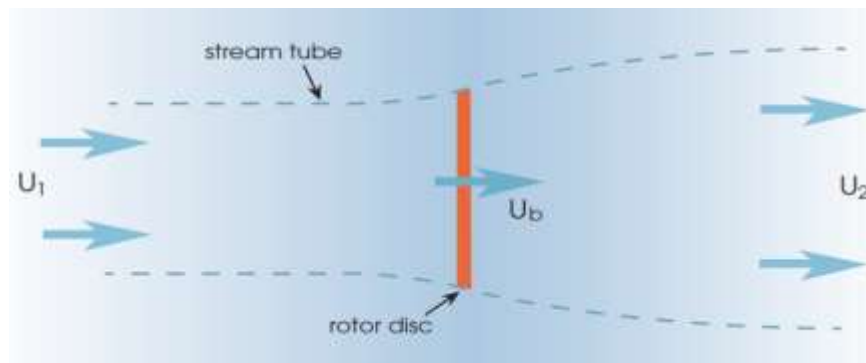
U_{10} = Kecepatan angin rata-rata pada ketinggian 10 meter

T = Periode pada ketinggian hub

z = Tinggi hub

2.2.7 Teori Momentum Betz

Dari persamaan (2.2) dapat disimpulkan angin yang dikonversikan oleh turbin angin tidak dapat di konversi seluruhnya dan tentu ada batas maksimum berapa presentase energi angin yang dapat dikonversikan, disebut dengan teori momentum *Betz* atau biasa dikenal dengan *Betz Limit*. Teori momentum Betz didasarkan permodelan aliran dua-dimensi angin yang mengenai rotor menjelaskan konversi energi angin pada turbin angin. Kecepatan aliran udara berkurang dan garis aliran membelok ketika melalui rotor dilihat pada satu bidang. Berkurangnya kecepatan aliran ini disebabkan oleh aliran udara yang energinya sebagian diserap oleh rotor turbin angin yang jelasnya dapat dilihat pada Gambar 2.5.



Gambar 2.5 Kondisi aliran udara akibat ekstraksi energi mekanik aliran bebas
(Lynn, 2012)

Untuk menentukan nilai efektif momentum *Betz*, pertama nyatakan Kecepatan angin U_1 dan U_2 untuk menghitung nilai U_b sebagai berikut:

$$U_b = \frac{U_1 + U_2}{2} \quad (2.4)$$

Dimana:

U_b = Kecepatan angin pada saat melewati rotor

U_1 = Kecepatan angin sebelum melewati rotor

U_2 = Kecepatan angin setelah melewati rotor

Selanjutnya dikenalkan nilai faktor induksi aksial (a), dimana menunjukkan penurunan seretan pada kecepatan angin diantara *stream tube* dengan *rotor disk*:

$$a = \frac{u_1 - U_b}{U_1} = \frac{u_1 - U_2}{2U_1} \quad (2.5)$$

Menghasilkan:

$$U_b = (1-a) U_1 \quad (2.6)$$

Nilai efisiensi rotor, setara dengan sebagian dari kekuatan angin datang yang diekstrak oleh rotor, dapat juga disebut sebagai koefisien performansi turbin dan berhubungan dengan faktor induksi aksial. Dinyatakan sebagai berikut:

$$C_p = 4a (1-a)^2 \quad (2.7)$$

Persamaan (2.7) diturunkan menghasilkan:

$$(3a-1)(a-1)=0, \text{ didapatkan nilai } a=1/3 \text{ atau } a=1 \quad (2.8)$$

Subtitusikan nilai a maksimum yaitu $a= 1/3$ pada persamaan (2.8) ke persamaan (2.7). Didapatkan nilai momentum *Betz* yang dihasilkan jika nilai koefisien performansi turbin maksimal. Hasil substitusi ini dinyatakan sebagai berikut:

$$C_{pmaz} = 4/3(2/3)^2 = 16/27 = 59\% \quad (2.9)$$

Hal ini menunjukkan bahwa turbin tidak bisa mengekstrak lebih dari 59% dari energi angin. Namun pada kenyataannya jumlah energi angin yang terekstrak lebih kecil dari nilai tersebut karena adanya faktor rugi mekanik. Turbin yang mampu mengekstrak sekitar 40% dari energi angin sudah termasuk turbin yang cukup baik.

2.2.8 Fungsi Kerapatan Probabilitas

Merupakan segolongan fungsi yang sering digunakan dalam teori statistika untuk menjelaskan perilaku suatu distribusi probabilitas teoretis (Ismail,1998).

Pada tugas akhir ini fungsi kepekatan probabilitas digunakan untuk menentukan potensi persebaran angin.

2.2.9 Jenis-jenis Fungsi Kerapatan Probabilitas

2.2.9.1 Distribusi *Rayleigh*

Secara umum digunakan untuk mendeskripsikan sinyal fungsi waktu yang diterima pada envelope pada sinyal fading, atau envelope pada komponen *multipath* individu (Lynn,2012). Selain itu fungsi *Rayleigh* dapat digunakan untuk mencari potensi persebaran angin apabila hanya memiliki data angin rata-rata.

Pada umumnya fungsi *Rayleigh* dapat ditunjukkan oleh fungsi waktu berikut:

$$p(x) = (x/\sigma^2) \exp(-x^2/2\sigma^2) \quad (2.10)$$

Dimana:

p = Nilai probabilitas

σ = Mode distribusi

Selanjutnya mode distribusi(σ) atau bisa juga disebut standar deviasi dapat dinyatakan oleh:

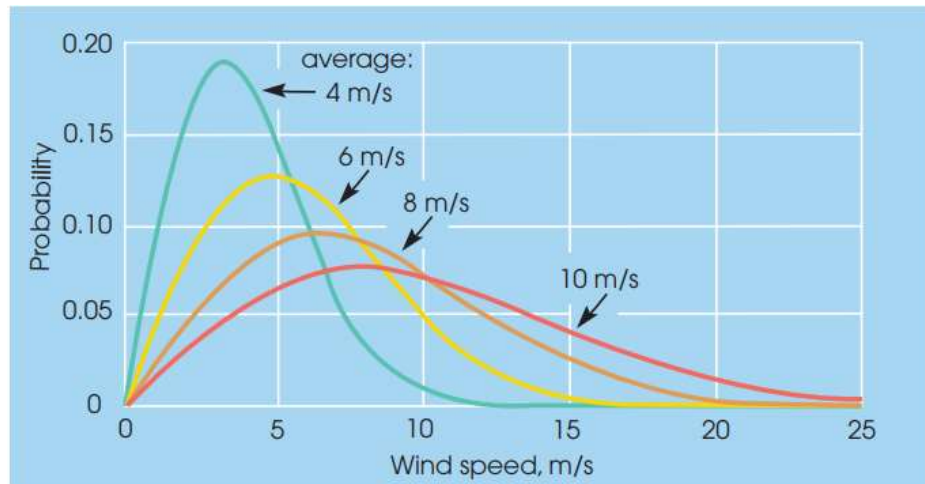
$$\sigma = U_a \sqrt{2/\pi} \quad (2.11)$$

Dimana :

U_a = Kecepatan angin rata-rata (m/s)

Substitusikan persamaan (2.12) ke persamaan (2.11) didapatkan:

$$p(U) = (\pi/2)(U/U_a^2) \exp\{(-\pi/4)(U^2/U_a^2)\} \quad (2.12)$$



Gambar 2.6 Distribusi *Rayleigh* pada 4 variasi kecepatan angin rata-rata (Lynn, 2012)

Fungsi kepekatan probabilitas kecepatan angin dari distribusi *Rayleigh* ditunjukkan gambar 2.6 menunjukkan 4 variasi kecepatan angin rata-rata: 4, 6, 8, 10 m/s.

2.2.9.2 Distribusi *Weibull*

Dikenalkan oleh *Waloddi Weibull* pada tahun 1951 dalam jurnal yang dipublikasikan oleh *American Society of Mechanical Engineers (ASME)*. Fungsi distribusi *Weibull* biasanya digunakan untuk menyelesaikan masalah-masalah yang menyangkut lama waktu suatu objek yang mampu bertahan hingga akhirnya objek tersebut tidak berfungsi sebagaimana mestinya. Pada kasus perhitungan potensi persebaran angin, distibusi *Weibull* dapat digunakan apabila data yang dimiliki lebih dari kecepatan angin rata-rata.

Pada umumnya fungsi *Weibull* dapat ditunjukkan oleh fungsi waktu berikut:

$$p(x)=(kx^{k-1}/A^k)\exp(-x^k/A^k) \quad (2.13)$$

Dimana :

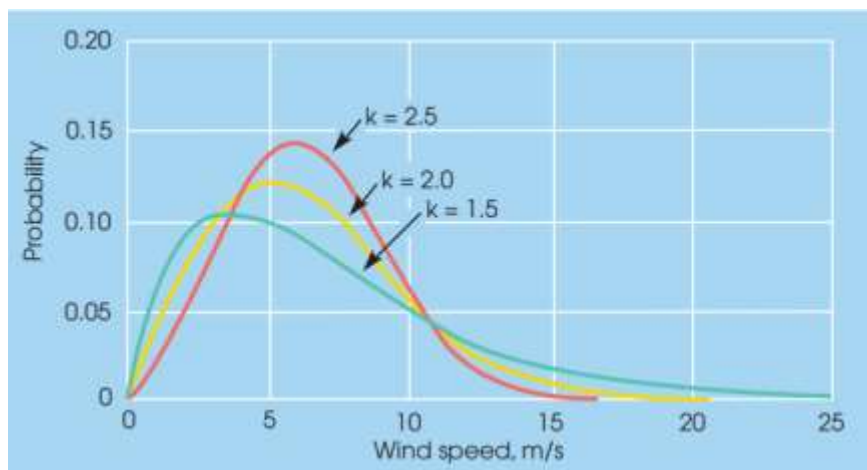
A = Faktor skala

k = Parameter kondisi

Parameter kondisi akan membedakan persebaran berdasarkan perbandingan besarnya intensitas waktu tiupan angin. Nilai $K=1$ mempresentasikan daerah dengan intensitas waktu tiupan angin lebih kecil daripada waktu tanpa tiupan angin, $k=2$ adalah kondisi tupan angin rata-rata yang terjadi di sebagian besar daerah, dan $k=3$ adalah kondisi daerah dengan intensitas waktu tiupan angin lebih besar daripada waktu tanpa tiupan angin (Peterson,2005).

Dengan mensubtitusikan nilai x pada persamaan (2.13) dengan kecepatan angin (U) maka bisa didapatkan fungsi kepadatan probabilitas *Weibull* berikut:

$$p(U) = (kU^{k-1}/A^k) \exp(-x^k/A^k) \quad (2.14)$$



Gambar 2.7 Distribusi *Weibull* dengan kecepatan angin rata-rata 6 m/s (Lynn, 2012)

Pada gambar 2.7 ditunjukan distribusi *Weibull* kecepatan angin rata-rata 6m/s dengan 3 variasi parameter kondisi (k) bernilai 1.5, 2.0, dan 2.5.

2.2.9.3 Distribusi *Gaussian*

Dikenalkan oleh ilmuwan jerman *Carl Friedrich Gauss* (1777-1855), distribusi *Gaussian* digunakan apabila suatu variabel acak angin pada jangka waktu pendek bernilai diatas nilai kecepatan angin rata-rata yang disebabkan oleh faktor-faktor eksternal (Lynn,2012).

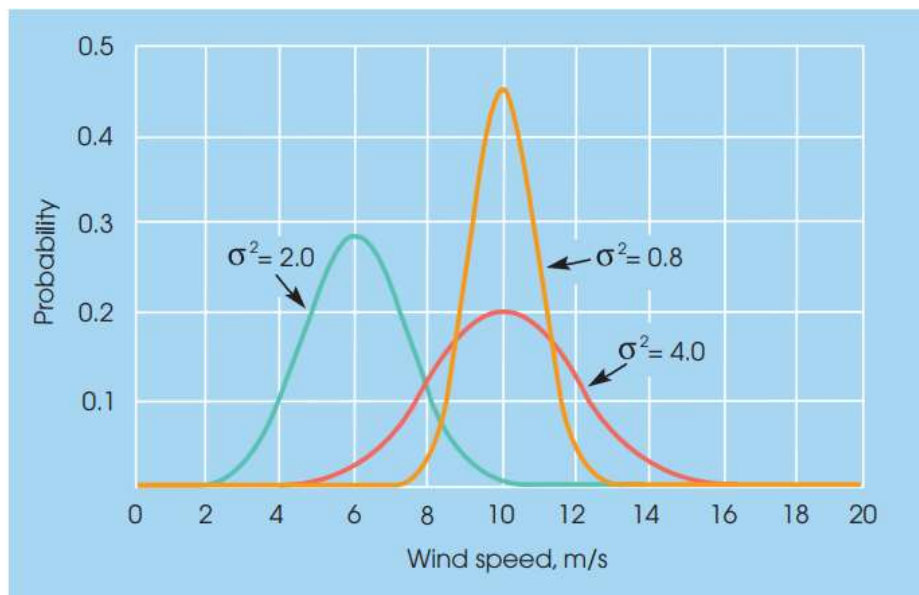
Bentuk umum Distribusi *Gaussian* adalah sebagai berikut:

$$p(x) = (1/\sigma \sqrt{2/\pi}) \exp(-x-\mu^2/2\sigma^2) \quad (2.15)$$

Dimana:

μ = Nilai rata-rata

σ^2 = Nilai turbulensi



Gambar 2.8 Distribusi *Gaussian* (Lynn, 2012)

Kurva Distribusi *Gaussian* berbentuk simetris dan memiliki bentuk ‘lonceng’, menandakan bahwa fluktuasi antara bagian atas dan bawahnya seimbang. Pada gambar 2.8, kurva berwarna merah dengan kecepatan angin rata-rata 10m/s memiliki nilai turbulensi ($\sigma^2=4.0$), kurva oranye ($\sigma^2=0.8$) dan kurva biru ($\sigma^2=2.0$).

2.2.10 Beban Pada Struktur

Pada subbab ini akan dibahas beban-beban yang diterima oleh struktur turbin angin terapung lepas pantai. Beban struktur menurut Offshore Standard DNV-OS-J101 mengenai “*Design Of Offshore Wind Turbine Structures*” dapat dibagi menjadi :

1. Beban Permanen (G).
2. Beban Variabel Fungsional
3. Beban Lingkungan

2.2.10.1. Beban Permanen (G)

Beban permanen adalah beban yang tidak berubah besar, posisi, dan arahnya pada periode yang ditentukan. Contoh dari beban ini adalah:

- Massa struktur
- Massa permanen dari ballast dan peralatan lainnya
- Tekanan hidrostatik internal dan eksternal dari kondisi alam yang mempunyai sifat permanen
- Gaya reaksi

2.2.10.2. Beban Variabel Fungsional

Beban variabel fungsional adalah beban yang mungkin bervariasi besarnya, posisi, dan arahnya pada periode waktu yang ditentukan. Contoh dari beban ini adalah :

- Beban manusia
- Beban operasional *crane*
- Tumbukan kapal
- Beban yang berhubungan dengan proses instalasi
- Beban dari variabel ballast dan peralatan.
- Lifeboats

2.2.10.3. Beban lingkungan

Beban lingkungan adalah beban yang dapat bervariasi besar, posisi, dan arahnya pada waktu tertentu yang berhubungan dengan kondisi operasional dan kerja pada kondisi normal dari struktur. Contoh beban-beban yang dikategorikan sebagai beban lingkungan adalah sebagai berikut :

- Beban angin

- Beban hidrodinamik yang terdiri dari gelombang dan arus, termasuk gaya hambat dan inersia.
- Beban gempa
- Beban arus
- Beban pasang surut (Tidal Effect)
- Marine Growth
- Beban salju dan es

2.2.11 Turbulensi Angin

Bahkan pada ketinggian 100 meter diatas permukaan laut, aliran angin masih mengalami turbulensi, dimana aliran angin terjadi fluktuasi diluar kecepatan rata-ratanya yang ditandai dengan rasio standar deviasi terhadap kecepatan angin diluar kecepatan rata-rata (IEC,2009). Berdasarkan kecepatan angin rata-rata, dikenalkan persamaan untuk menghitung kecepatan angin diluar kecepatan rata-ratanya:

$$U_w(t) = \bar{u}_w + U_T(t) \quad (2.16)$$

Dimana:

$U_T(t)$ = Bagian dari kecepatan angin berflutuasi (*superimposed fluctuating part*) yang disebabkan oleh turbulensi angin.

\bar{u}_w = Kecepatan angin rata-rata

Setelah didapat kecepatan angin diluar kecepatan rata-rata, barulah bisa dihitung intensitas turbulensi angin pada ketinggian hub (IEC,2009). Untuk mencari intensitas turbulensi diperkenalkan persamaan berikut:

$$\sigma_v = \frac{\sigma_v}{\bar{u}_w} \% \quad (2.17)$$

Dimana:

σ_v = Intensitas Turbulensi

σ_v = Standar Deviasi

\bar{u}_w = Kecepatan angin rata-rata

2.2.12 Spektra Angin

Spektra angin menjelaskan bagaimana energi dari turbulensi angin terdistribusi pada frekuensi tertentu. spektra angin dapat ditentukan melalui data pengukuran langsung pada situs tertentu. Apabila data yang diperlukan kurang lengkap, diperkenalkan spektral densitas angin untuk meramal spektra angin pada situs tertentu. Pada tugas akhir ini digunakan spektra kaimal sebagai peramalan spektra dan turbulensi angin yang dapat dilihat pada Gambar 2.9. Spektra kaimal digunakan karena sudah teruji dan biasanya digunakan pada proyek riil seperti di Denmark (Anderson,2016). Persamaan spektra kaimal diambil dari DNV OS-J-101 sebagai berikut:

$$S_u(f) = 0.202\sigma_v^2 \frac{4 \frac{L_k}{u_{10}}}{(1 + 6 \frac{f L_k}{u_{10}})^{5/3}} \quad (2.18)$$

Dimana:

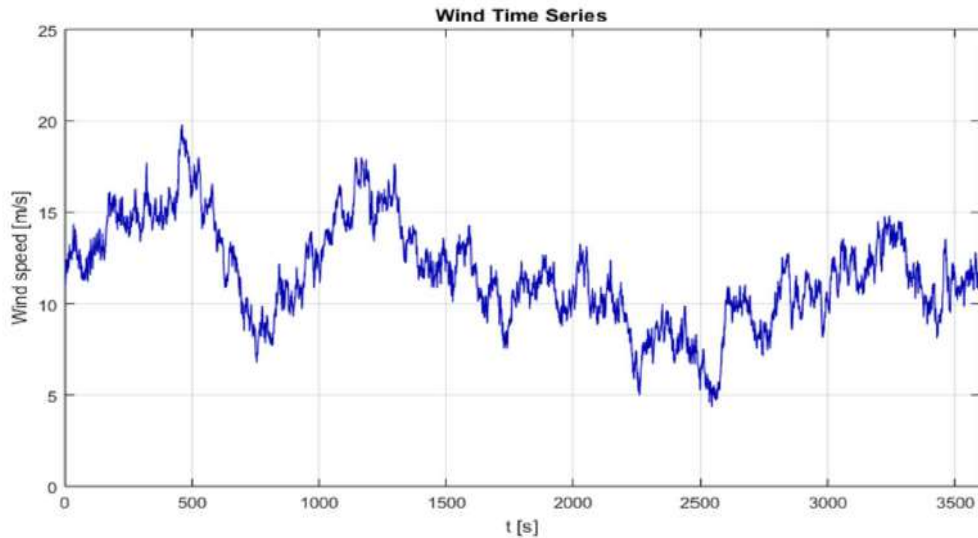
σ_v = Intensitas Turbulensi

U_{10} = Kecepatan angin pada ketinggian 10 meter

f = Frekuensi

L_k = 5.67 z untuk $z < 60$ meter

340.2 m untuk $z > 60$ meter



Gambar 2.9 Domain waktu pada spektra kaimal (Anderson, 2016)

2.2.13 Beban Aerodinamika terhadap Struktur

Pengolahan beban angin yang diterima turbin angin hasil domain waktu spektra kaimal menggunakan *blade element momentum theory* atau biasa dikenal dengan teori BEM. Dasar dari teori ini adalah menghitung gaya dorong yang dialami bilah sudu karena tabrakan dengan angin dan selanjutnya dapat diubah menjadi momen .

Blade element momentum theory biasa digunakan untuk kalkulasi beban aerodinamik pada bilah sudu, teori ini adalah gabungan teori *Blade Element* dan *teori Momentum (actuator disk theory)* (Malik,2016) .

Beban angin yang diterima turbin angin dapat dijelaskan dengan rumus sebagai berikut:

$$F_{thrust} = \frac{1}{2} \times A_{rotor} \times \rho_{udara} \times U_w^3 \times C_t \quad (2.19)$$

Dimana:

$$\rho_{udara} = 1225 \text{ kg/m}^3$$

$$U_w = \text{Kecepatan angin yang terjadi (m/s)}$$

A_{rotor} = Area putaran bilah (m^2)

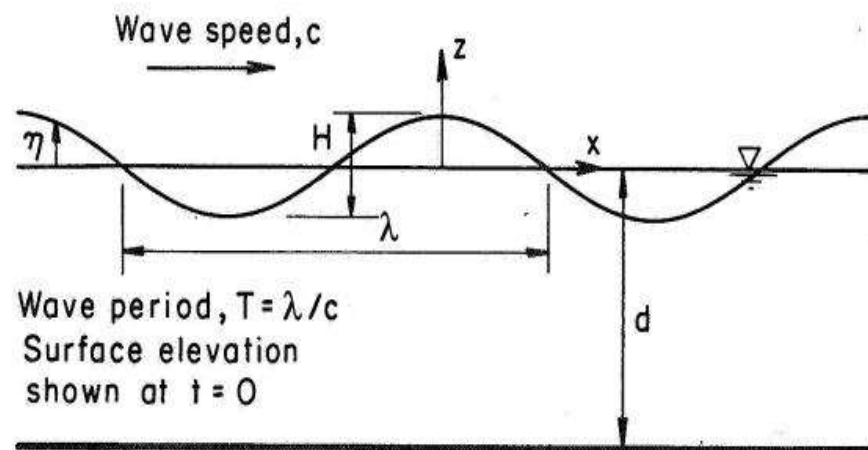
C_t = Koefisien dorong = 0.4

2.2.14 Teori Gelombang

Pada subbab ini akan dijelaskan beberapa teori gelombang dan pendekatannya. Hal ini dilakukan karena beban gelombang termasuk beban yang diperhitungkan dalam analisa struktur pendukung turbin angin lepas pantai ini.

2.2.14.1 Teori Gelombang Linear

Teori gelombang linear atau teori Airy (Small amplitude theory, first-order theory) dikembangkan oleh Airy (1845) dan Laplace (1816). Teori gelombang linear merupakan teori klasik yang penting dan juga mudah digunakan. Teori ini merupakan dasar dari deskripsi spektral probabilitas dari gelombang. 7 asumsi pada teori linear (Quang,2012) pada Gambar 2.10.



Gambar 2.10 Teori Gelombang Linear pada Kedalaman Terbatas (Quang, 2012)

Amplitudo (a) sangat kecil dibandingkan dengan panjang gelombang (λ) dan kedalaman air (d).

1. Panjang gelombang (λ) jarak antara puncak gelombang berturut-turut.

2.. Periode gelombang (T) adalah interval waktu antara gelombang berturut pada titik tertentu.

3.Fase kecepatan ($c = \lambda/T$) adalah perambatan kecepatan gelombang .

4.Frekuensi gelombang ($f = 1/T$) adalah pembalikan periode gelombang.

5.Frekuensi kekakuan gelombang ($\omega = 2\pi /T$) .

6.Angka gelombang ($k = 2\pi /\lambda$)..

7.Tinggi gelombang (H) adalah jarak vertikan antara puncak dan lembah.

2.2.14.2 Teori Cnoidal

Teori Cnoidal lebih sesuai diaplikasikan pada laut dangkal. Pertama kali dikembangkan oleh Korteweg dan De Vries (1895) kemudian dilanjutkan oleh Masch dan wiegel (1961). Seperti disarankan oleh Sarpkaya dan Isaacson (1981), parameter gelombang Cnoidal dirumuskan dalam fungsi eliptikal cosinus. Dari sinilah nama Cnoidal berasal. Rentang validitas teori ini adalah $d/L < 1/8$ dimana Ursell number $Ur > 20$. Ur dapat dicari dengan persamaan dibawah ini.

$$U_r = \left(\frac{L}{d}\right)^2 \frac{H}{d} = \frac{H L^2}{d^3} \quad (2.20)$$

Dimana :

L = Panjang gelombang

d = Kedalaman laut

H = Tinggi Gelombang

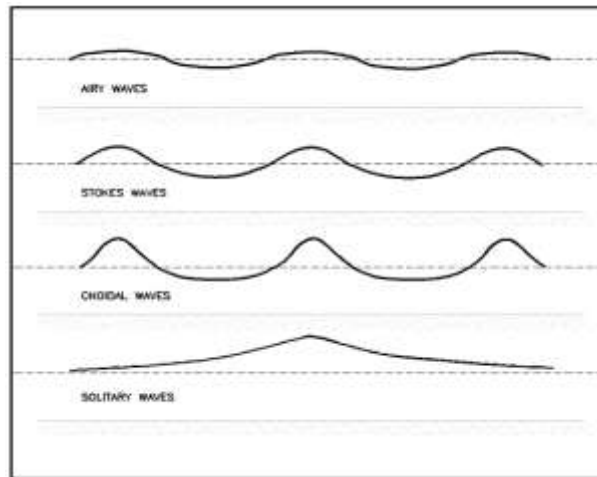
2.2.14.3 Teori Stokes

Aumsi dasar dari teori ini adalah pergerakan fluida irrotational. Teori stokes order kelima banyak digunakan pada laut dangkal dan laut dalam. Prediksi tekanan dan kinematik yang dihasilkan oleh teori Stokes order kelima lebih akurat

dibandingkan dengan teori non linear lainnya jika dibandingkan dengan percobaan di labotarium dan pengukuran dilapangan.

2.2.14.4 Teori Solitary

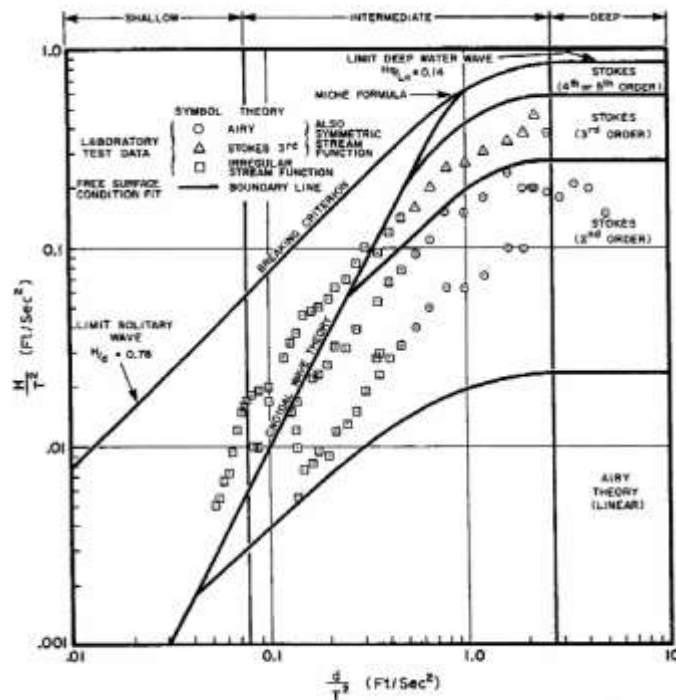
Teori ini mendeskripsikan gelombang yang mempunyai panjang gelombang tidak terhingga dan merambat di air yang mempunyai kedalaman yang seragam. Gelombang ini tidak mempunyai trough karena profilnya tidak pernah di bawah still water level. Pada Gambar 2.11 dapat dilihat dengan jelas perbedaan bentuk profil dari beberapa teori gelombang yang telah dibahas sebelumnya. Bentuk dari profil teori linear Airy juga dimasukkan pada gambar ini sehingga dapat dengan mudah dibedakan dengan bentuk teori non linear lainnya.



Gambar 2.11 Bentuk Profil dari Beberapa Teori Gelombang

2.2.15 Validitas Teori Gelombang

Teori gelombang non linear lebih banyak digunakan untuk menjelaskan fenomena transportasi massa, wave breaking, shoaling, reflection, transmission, dan karakteristik non linear lainnya. Kurva pada Gambar 2.12 umum digunakan untuk menentukan validitas dari teori-teori gelombang.



Gambar 2.12 Validitas Teori Gelombang (DNV, 2014)

2.2.16 Spektra Gelombang

Kondisi Gelombang menunjukkan kondisi laut pada lokasi tertentu dengan representasi spektra gelombang. Pada tugas akhir ini digunakan spektra JONSWAP sebagai representasi spektra gelombang karena spektra JONSWAP umum digunakan sebagai metode *modelling* dan prediksi gelombang pada industri lepas pantai. Spektra JONSWAP digunakan untuk memodelkan kondisi gelombang apabila data primer yang digunakan terbatas.

Formulasi sektra JONSWAP akhir-akhir ini banyak dipakai dalam perancangan dan analisis bangunan lepas pantai yang dioperasikan di Indoesia. Hal ini cukup dapat dimengerti karena perairan Indonesia dimana kebanyakan bangunan lepas pntai untuk kegiatas migas dioperasikan adalah merupakan perairan kepulan atau perairan tertutup (Djatkiko,2012). Contoh spektra Jonswap dapat dilihat pada Gambar 2.13.

Spektra JONSWAP disajikan pada persamaan berikut:

$$S(f) = \frac{ag^2}{2\pi^2} f^{-5} \exp\left(-\frac{5}{4} \frac{f}{fp}\right)^{-4} Y^{\exp\left(-0.5 \frac{(f-fp)^2}{\sigma fp}\right)} \quad (2.21)$$

Dimana:

f = Frekuensi gelombang, $f = 1/T$

T = Periode gelombang

fp = Frekuensi spektral puncak, $fp = 1/T_p$

T_p = Periode puncak

g = Gaya gravitasi

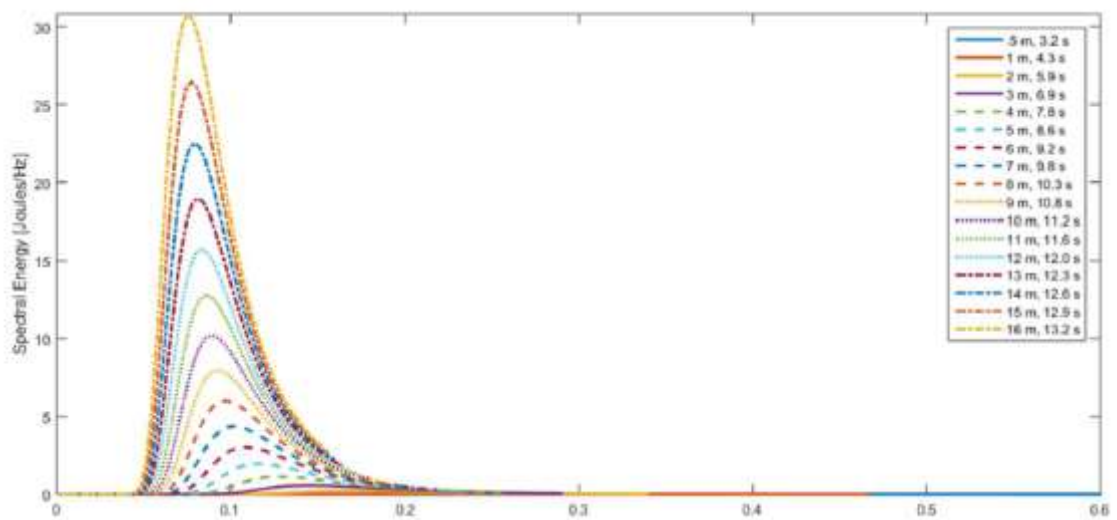
α = Konstanta phillips

$$= 5 (H_s^2 f_p^4 / g^2) (1 - 0.287 \ln Y) \pi^4$$

σ = Parameter lebar spektr

$$= 0.07 \text{ untuk } f < fp \text{ dan } \sigma = 0.09 \text{ untuk } f > fp$$

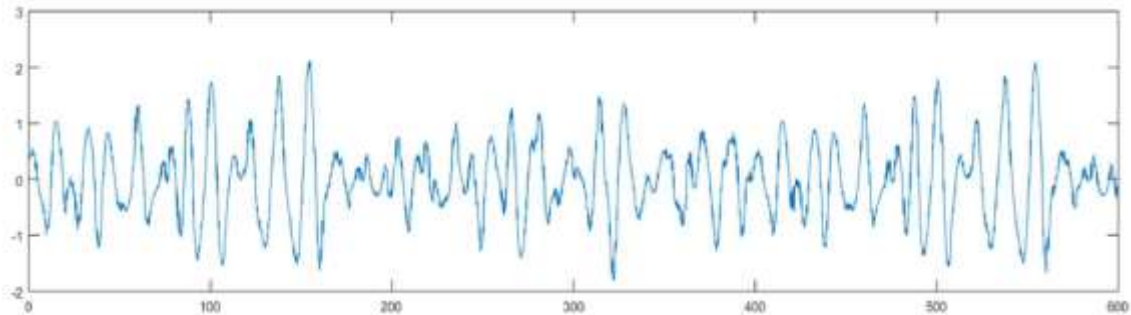
Y = Faktor peningatan puncak



Gambar 2.13. Contoh spektra JONSWAP pada North Sea (Anderson, 2016)

Spektra yang dihasilkan kemudian kan digunakan untuk menghitung beban gelombang terhadap struktur langsung dari domain frekuensi atauoun dari

domain waktu yang ditransformasi dengan bantuan inverse Fourier transform (IFFT). Domain waktu dengan 600 detik time-step hasil IFFT dapat dilihat pada Gambar 2.14.



Gambar 2.14 Contoh time history irregular dari spektra JONSWAP (Anderson, 2016)

2.2.17 Beban Hidrodinamika Terhadap Struktur

Gaya yang terjadi terhadap silinder terpancang dari dasar laut pada aliran osilator yang dapat dikalkulasi menggunakan persamaan morison (Velarde, 2016). Persamaan ini menjelaskan gaya total saat melewati struktur dengan variabel gaya seret (Drag force) dan gaya inersia (inertia force) akibat percepatan partikel air. Gaya seret menunjukkan hambatan yang terjadi antara struktur dan gelombang ditunjukkan dengan rumus $12\rho C_D D U$. Sedangkan gaya inersia merupakan gaya akselerasi yang terjadi pada struktur karena bertabrakan dengan gelombang, ditunjukkan dengan rumus gaya beban hidrodinamik ($\rho C_m A U$) dan gaya Froude-Krylov ($\rho A U$).

$$F_{Morison} = 0.5\rho C_D D U |U| + \rho C_m A U + \rho A \ddot{U} \quad (2.22)$$

$$F_{Morison} = F_{Drag} + F_{Inertia}$$

(2.23)

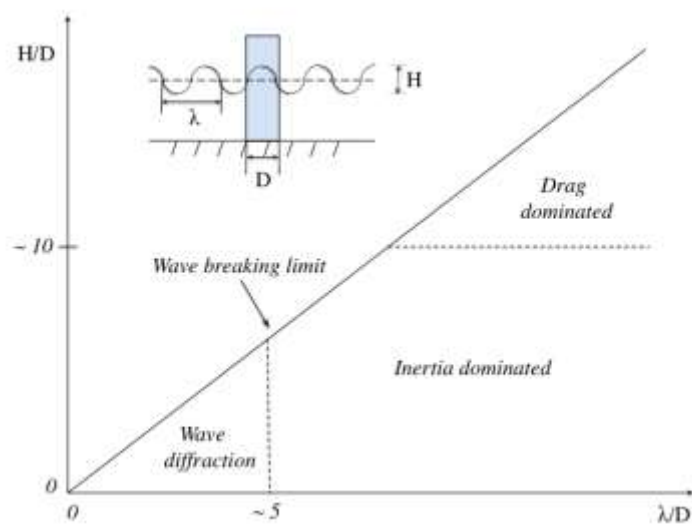
Dimana:

U = Partikel kecepatan gelombang (m/det)

\ddot{U} = Partikel percepatan gelombang (m/det²)

- A = Luas permukaan potongan silinder (m^2)
 C_m = Koefisien massa hidrodinamik = 1 untuk silinder
 C_D = Koefisien seret
 C_M = Koefisien inersia
 ρ = Densitas air (kg/m^3)

Untuk menentukan gaya dominan yang bekerja pada struktur, dapat dilakukan dengan bantuan grafik hasil penelitian Faltinsen (1990). Pada struktur *monopile* pada diameter antara 6-10 meter, gaya dominan yang terjadi adalah gaya inersia. Namun, apabila tinggi gelombang cukup pendek dapat terjadi gaya dominan difraksi gelombang (Trøen, 2014). Untuk memudahkan menentukan gaya dominan yang terjadi pada struktur dapat dilihat pada Gambar 2.15.



Gambar 2.15 Grafik penentuan gaya dominan pada struktur (Faltinsen, 1990).

2.2.17.1 Koefisien Hidrodinamik

Penggunaan persamaan Morison membutuhkan nilai koefisien seret dan inersia, dimana membutuhkan juga fungsi nilai Reynold (Re), nilai Keulegan-Carpenter (K_c) dan nilai kekasaran relatif (k/D). Untuk aliran osilator, parameter frekuensi (β) didefinisikan sebagai rasio antara (Re) dan (K_c) (DNV,2007).

Berikut persamaan matematis koefisien-koefisien hidrodinamik:

$$Re = \frac{u_{max} D}{\nu} \quad (2.24)$$

$$Kc = \frac{u_{max} T}{D} \quad (2.25)$$

$$\beta = \frac{Re}{Kc} = \frac{D^2}{T} \quad (2.26)$$

Dimana:

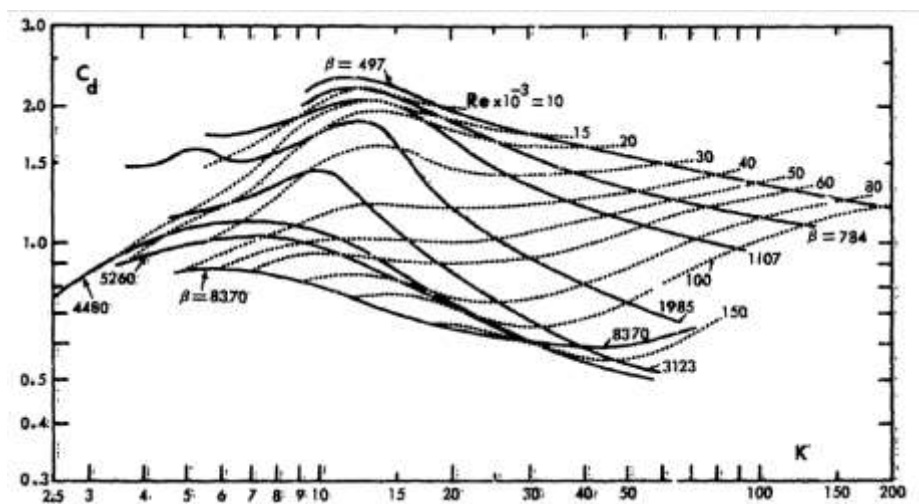
u_{max} = Kecepatan maksimum partikel gelombang

T = Periode gelombang (det)

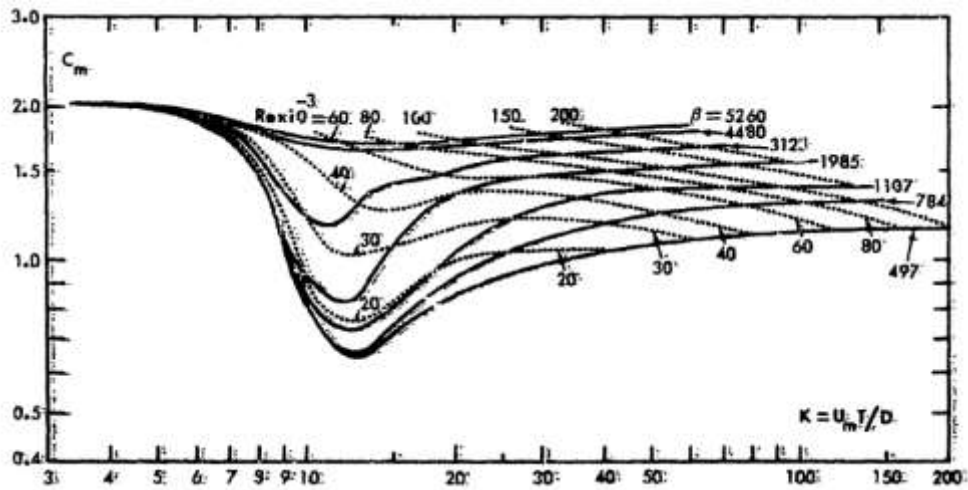
ν = Nilai kinematik viskositas fluide (m^2/det)

D = diameter (m)

Eksperimen Sarpkaya (1977) menganalisa hubungan nilai C_D dan C_M bervariasi terhadap Re dan C_D pada aliran osilator untuk silinder halus dan kasar. Gambar 2.16 dan Gambar 2.17 menunjukkan variasi nilai C_D dan C_M dengan Kc pada nilai Re dan β yang bervariasi. Analisis ini menunjukkan variasi nilai C_D dan C_M untuk silinder halus menjadi signifikan dengan nilai diatas 20.000.



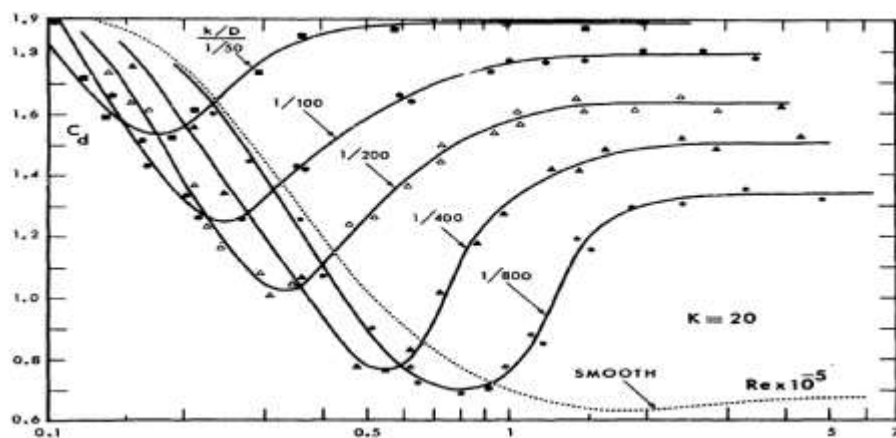
Gambar 2.16 Grafik hubungan nilai C_D - Kc dengan variasi nilai Re dan β
(Sarpkaya, 1977)



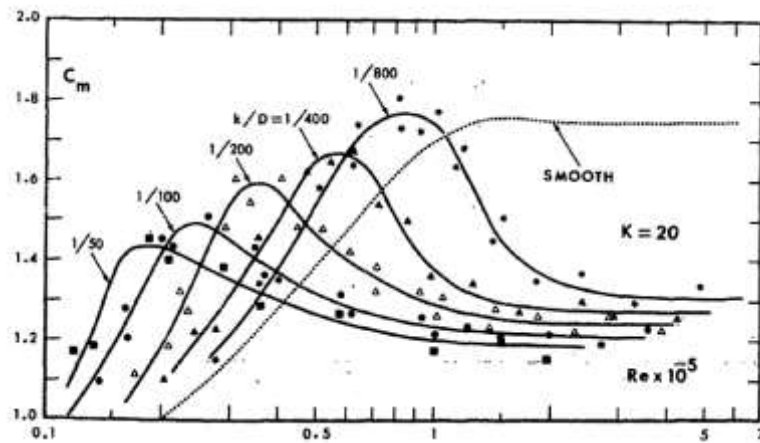
Gambar 2.17 Grafik hubungan nilai C_m - Kc dengan variasi nilai Re dan β (Sarpkaya, 1977)

Gambar 2.18 dan Gambar 2.19 menunjukkan efek kekasaran yang memengaruhi C_D dan C_M secara berturut-turut. Pada nilai Kc konstan, koefisien seret menurun sampai titik minimum (drag crisis) dan meingkat secara bertahap sampai nilai maksimum yang dipengaruhi nilai kekasaran yang bervariasi.

Sedangkan koefisien inersia meningkat sampai ke titik maksimum (inertia crisis) dan menurun secara bertahap yang dipengaruhi nilai kekasaran yang bervariasi. Dapat dilihat nilai minimum pada C_D terjadi pada angka Reynold dimana nilai C_M mengalami nilai maksimum (Sarpkaya,1977).



Gambar 2.18 Grafik hubungan nilai C_D - Re dengan variasi nilai k/D ; $K=20$ (Sarpkaya, 1977)



Gambar 2.19 Grafik hubungan nilai C_m -Re dengan variasi nilai k/D ; $K=20$
(Sarpkaya, 1977)

2.2.18. Analisis Umur Kelelahan

Komponen-komponen dasar dari analisis umur kelelahan (fatigue life) (Geyer, 1986) adalah:

1. Karakterisasi siklus beban yang terjadi baik untuk kurun waktu pendek maupun kurun waktu panjang.
2. Perhitungan beban-beban siklis yang mengenai struktur
3. Evaluasi siklus rentang tegangan pada suatu elemen yang ditinjau
4. Perhitungan kerusakan pada elemen yang ditinjau akibat siklus rentang tegangan yang terjadi
5. Evaluasi kekuatan elemen yang ditinjau

Sedangkan, untuk menghitung kerusakan yang ditimbulkan oleh kelelahan (fatigue damage), (Wirsching, 1983) mengklasifikasikan beberapa metode dasar, yaitu:

1. Metode Deterministik

Metode ini biasa digunakan oleh Lloyd's Register. Pada metode ini fatigue damage dihitung dengan menggunakan wave exceedance diagram.

2. Metode Distribusi Gelombang

Metode ini mengamsusikan bahwa tegangan yang terjadi proporsional terhadap tinggi gelombang dan gelombang dideskripsikan dengan distribusi lognormal, Weibull, dan lain-lain.

3. Metode Distribusi Rentang Tegangan

Metode ini secara teoritis memodelkan rentang tegangan sebagai distribusi Weibull yang biasanya diperoleh dari metode spektral, metode distribusi gelombang, dan lain-lain.

4. Metode Spectral

Metode ini biasa disebut dengan metode probabilistik. Pada metode ini fatigue damage diperhitungkan dari tiap seastate dalam scatter diagram dan tegangan dianggap sebagai suatu proses acak yang seimbang (stationary random process).

5. Metode Equivalent Weibull

Metode ini biasa digunakan oleh DNV, yang menggunakan analisis spektral untuk kemudian mendapatkan distribusi rentang tegangan kurun waktu panjang yang ekuivalen dengan distribusi Weibull.

2.2.19 Kurva S-N (S-N Curve)

Kurva S-N adalah karakteristik fatigue yang umum digunakan dari suatu bahan yang mengalami tegangan berulang dengan besar yang sama. Kurva tersebut diperoleh dari tes specimen baja yang diberi beban berulang dengan jumlah N siklus sampai terjadi kegagalan. Besarnya N berbanding terbalik dengan rentang tegangan S (tegangan maksimum – tegangan minimum). Kurva ini menyediakan informasi karakteristik fatigue dengan amplitudo pembebanan konstan. Kurva S-N yang digunakan berdasarkan DNV OS J101, secara matematis persamaan kurva dapat dituliskan sebagai berikut:

$$\text{Log}_{10}N = \text{log}_{10} - m \text{log}_{10} - m \text{log}_{10} \left(\Delta \sigma \left(\left(\frac{t}{t_{ref}} \right)^k \right) \right) \quad (2.27)$$

Dimana:

N = Jumlah siklus beban sampai material mengalami kegagalan

$\Delta\sigma$ = Rentang tegangan (tegangan maksimum – tegangan minimum)

m = Slope negatif dari kurva S-N

t_{ref} = Ketebalan referensi, 32 mm untuk tubular joints, 25 mm untuk girth welds

t = Ketebalan yang berpotensi menginisiasi crack

k = Ketebalan eksponen

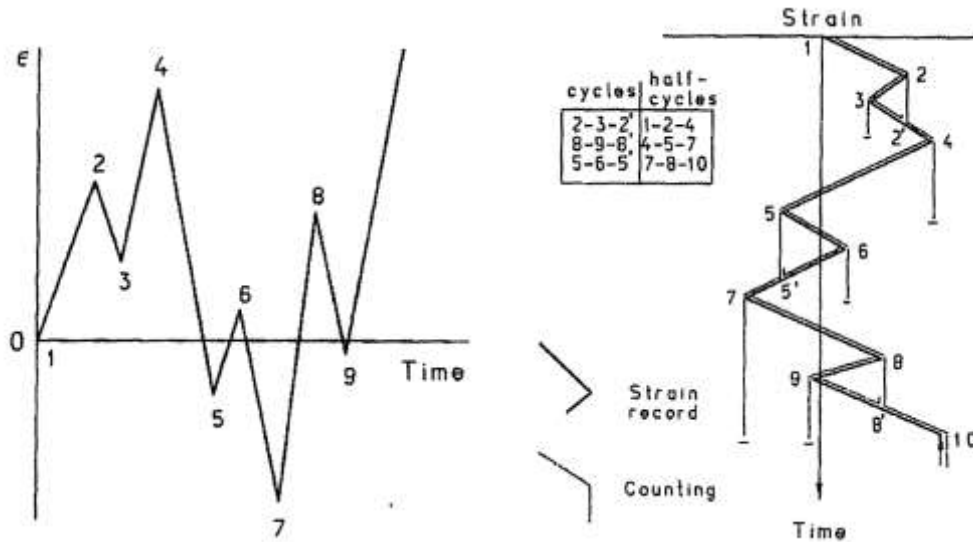
2.2.20 Metode *Rainflow Counting*

Seperti yang telah dijelaskan di atas, kurva SN berlaku untuk beban amplitudo konstan. Untuk memuat amplitudo pada beberapa variabel, *time history* dibagi menjadi beberapa siklus, dan kemudian dijumlahkan untuk mendapatkan distribusi rentang tegangan. Teknik seperti penghitungan *rainflow counting* diterapkan untuk menghitung jumlah siklus yang masuk pada setiap rentang tegangan. Metode *rainflow counting* mendapatkan namanya dari analogi air hujan jatuh ke atap pagoda (Wilberts, 2017) dan mengikuti aturan di bawah ini:

1. Hujan mengalir di atap, mulai dari bagian dalam setiap puncak atau lembah.
2. Ketika hujan mencapai tepi atap, itu akan menetes ke bawah.
3. Ketika hujan bertemu aliran lain dari atas, hujan berhenti, dan satu siklus selesai.
4. Ketika memulai lagi di puncak, aliran berhenti ketika bertemu dengan puncak yang lebih besar. Hal yang sama berlaku ketika bertemu dengan sebuah palung lebih besar daripada palung sebelumnya. Metode penghitungan diilustrasikan pada Gambar 2.20.

Setelah menghitung siklus, total kerusakan kelelahan dihitung dengan membandingkan jumlah siklus dalam rentang tegangan, n_i , dengan jumlah siklus

kegagalan, N_i untuk rentang tegangan i . Untuk mendapatkan total kerusakan akibat kelelahan, kerusakan dari masing-masing rentang tegangan dirangkum dalam Sub-bab 2.2.17 dan Persamaan (2.20). Kerusakan total $D=1$ ditentukan sebagai kegagalan.



Gambar 2.20 Ilustrasi *time history* dengan *rainflow counting* (Wilberts, 2017)

2.2.21. Aturan Miner

Kurva S-N hanya menyediakan informasi untuk pembebanan dengan amplitude konstan. Untuk pembebanan lingkungan dengan amplitude yang bervariasi, kurva S-N dilengkapi dengan peraturan yang disebut Aturan Miner. Aturan ini memungkinkan perhitungan kerusakan fatigue (D) dengan beberapa amplitude pembebanan berbeda. Konsep kerusakan fatigue adalah dasar dari peraturan ini.

Menurut (DNV,2014), kerusakan fatigue (D) untuk join yang mengalami pembebanan dengan amplitude konstan dapat dirumuskan secara sederhana sebagai berikut:

$$D_D = (x + a)^n = \sum_{i=0}^t \frac{n_{c,i}}{N_{d,i}} \quad (2.28)$$

D = Damage Ratio / Rasio Kerusakan

n_i = Jumlah siklus sentang tegangan dengan harga S_i yang sebenarnya terjadi pada sambungan akibat beban eksternal (gelombang)

N_i = Jumlah siklus rentang tegangan dengan harga S_i yang menyebabkan kegagalan sambungan yang ditinjau

m = Jumlah pembagian grup rentang tegangan

2.2.22 Perhitungan Nilai Proyek Turbin Angin Lepas pantai

Pada sub-bab ini dijelaskan beberapa cara perhitungan biaya turbin angin lepas pantai dengan pembagian beberapa komponennya seperti perhitungan biaya turbin, pondasi, instalasi, sistem kelistrikan, sistem integrasi dan sistem transmisi. Perhitungan biaya turbin angin lepas pantai ini diambil dari penelitian Dicorato (2011). Pada persamaan yang diajukan Dicorato menghasilkan biaya turbin angin pada satuan euro yang kemudian akan dikonversi menjadi rupiah pada tugas akhir ini.

2.2.22.1 Perhitungan Biaya Turbin

Perhitungan biaya turbin diambil dari pengumpulan data pada turbin 0.5 MW- 2.5 MW pada report (Landberg, 2003) dan (DTI,2007) untuk pengumpulan data turbin 2 MW – 5MW. Dan melalui metode regresi dapat diolah menjadi persamaan sebagai berikut:

$$C_{WT} = 2.95 \cdot 10^3 \cdot \ln(P_{WT}) - 375.2 \text{ [K€]} \quad (2.29)$$

Dimana:

C_{WT} = Biaya turbin angin lepas pantai

P_{WT} = *Rated power* turbin angin lepas pantai

2.2.22.2 Perhitungan Biaya Pondasi Turbin

Pada perhitungan biaya pondasi ini dibagi menjadi 2 komponen biaya yaitu : biaya manufaktur dan biaya transport-instalasi. Biaya manufaktur bergantung pada topologi laut termasuk kedalamannya yang dievaluasi pada penelitian Landberg (2003) dan Elkinton (2005) kemudian dilanjutkan dengan estimasi biaya berdasarkan kedalaman laut pada penelitian Dicorato (2011) pada persamaan (2.30)

$$LF = h\left(\frac{d}{2}\right)^2 \quad (2.30)$$

Dengan:

d = Diameter rotor (m)

h = Ketinggian *hub* (m)

Pada persamaan (2.30) kedalaman laut 8 meter diambil sebagai acuan, dimana untuk setiap meter kedalaman laut lebih dari 8 meter faktor biaya naik 2%. Lebih lanjut, apabila nilai LF melebihi $1.1 \times 10^6 \text{ m}^3$, biaya pondasi turbin angin lepas pantai akan meningkat 80%.

$$C_f = 320P_{WT}(1 + 0.02(D - 8))(1 + 0.8 \cdot 10^{-6}(h(\frac{d}{2})^2 - 10^5)) \text{ [K€]} \quad (2.31)$$

Dimana:

D = kedalaman laut (m)

2.2.23 Metode Analisa Kelayakan Investasi

Setiap usul investasi perlu mendapat penilaian terlebih dahulu baik ditinjau dari aspek ekonomi, teknis, pemasaran maupun aspek keuangannya. Dari aspek keuangan suatu usul investasi akan dinilai apakah menguntungkan atau tidak dengan menggunakan berbagai metode. Pada tugas akhir ini ada 3 metode yang digunakan sebagai analisa kelayakan investasi yaitu *Net Present Value*, *Internal Rate Return*, dan *Levelized Cost of Energy*.

2.2.23.1 Net Present Value (NPV)

Metode standar penaksiran finansial bagi proyek jangka panjang. Metode ini menggunakan tingkat bunga diskonto (*Discount rate*) yang mempengaruhi aliran kas. Tingkat bunga diskonto yaitu tingkat bunga yang ditetapkan oleh pemerintah atas bank-bank umum. Rumus umum NPV sebagai berikut:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (2.32)$$

Dimana:

t = Tahun proyek investasi

n = Umur proyek investasi

r = Tingkat suku bunga(*Discount rate*)

C_t = Aliran kas bersih pada tahun ke-1

C₀ = Modal awal investasi pada tahun ke-0

Bila NPV > 0, maka investasi dinilai menguntungkan dan layak diterima

2.2.23.2. Metode *Internal Rate Return (IRR)*

didefinisikan sebagai besarnya tingkat bunga diskonto pada saat NPV sama dengan nol. Dengan kata lain, IRR merupakan tingkat bunga pada saat nilai investasi awal sama dengan nilai di masa depan aliran kas selama umur proyek, dengan rumus:

$$NPV = 0 = C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+IRR)^t} \quad (2.33)$$

Dimana:

t = Tahun proyek investasi

n = umur proyek investasi

C_t = aliran kas bersih pada tahun ke-t

C₀ = Modal awal investasi pada tahun ke-0

2.2.18.3 Analisa *Cost of Energy (CoE)*

Didefinisikan sebagai biaya total dibandingkan dengan energi yang diproduksi dalam sistem turbin angin lepas pantai. Berikut:

$$\text{Cost of energy} = (\text{Total costs})/\text{Energy produced} \quad (2.23)$$

Dengan kalkulasi yang disederhanakan menjadi:

$$COE = \frac{(C_c \times FCR)C_{O\&M}}{E_a} \quad (2.34)$$

Dimana;

C_{O&M} = Biaya rata-rata operasi dan perawatan (dalam tahun)

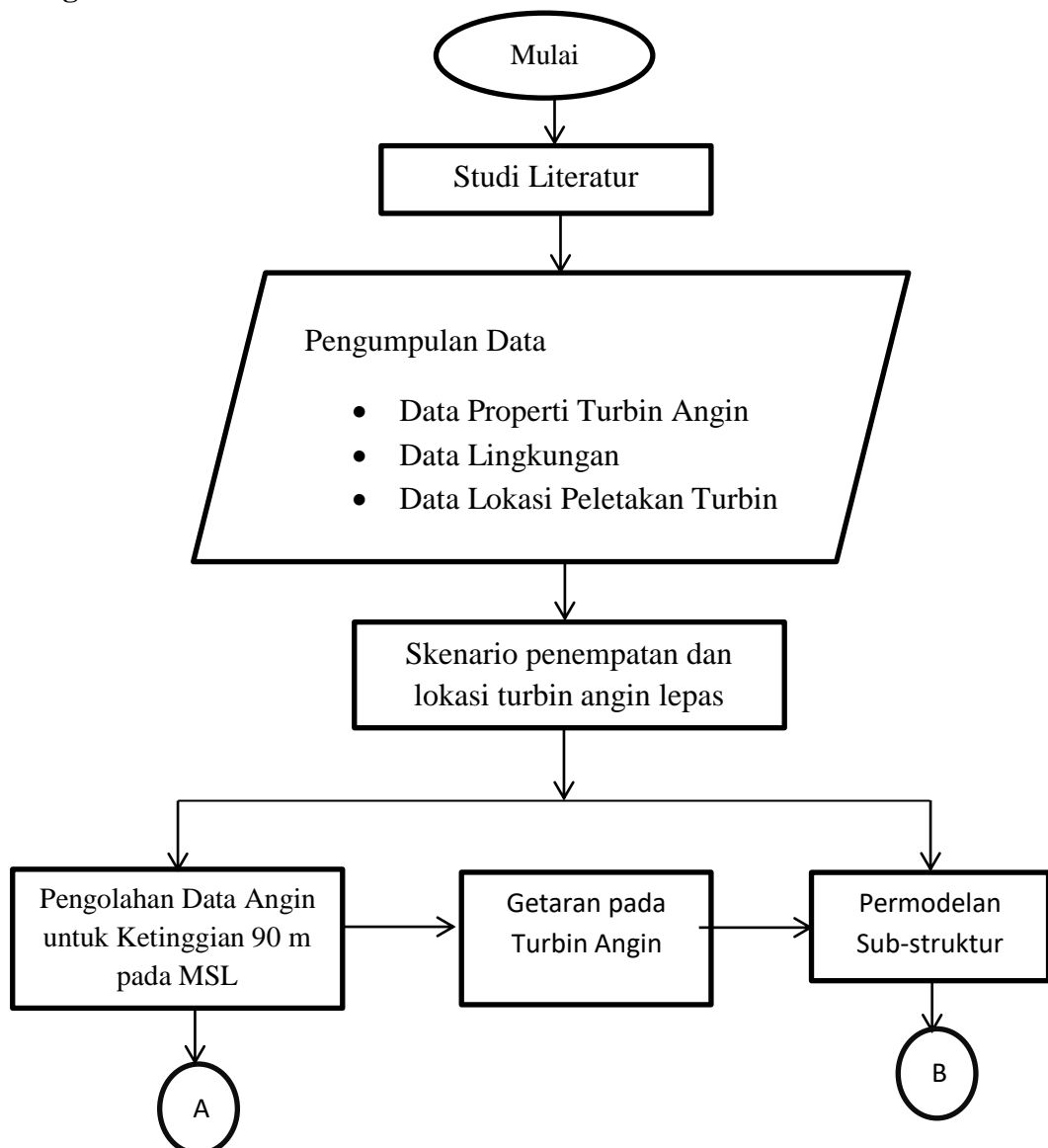
BAB 3

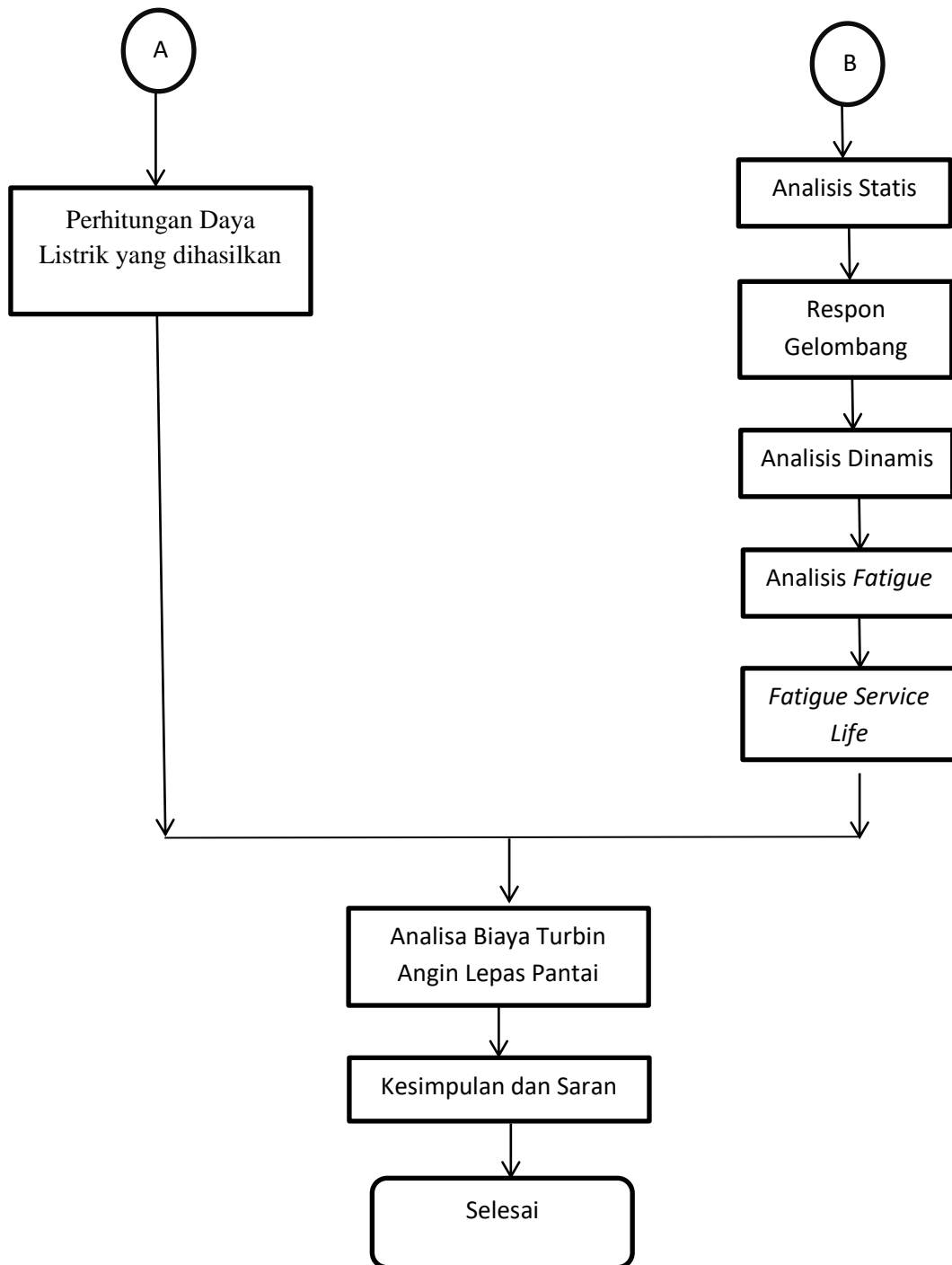
METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metodologi Penelitian

Pada proses pengerjaan Tugas Akhir ini menggunakan metode penelitian guna mencapai penyelesaian masalah dan memperoleh hasil yang baik dan sesuai. Metodologi penelitian merupakan suatu proses penentuan tahap-tahap dalam menentukan kegiatan yang dikerjakan, perhitungan dari awal hingga analisis yang dikerjakan untuk mencapai tujuan dari penelitian ini. Pengerjaan tugas akhir ini dijelaskan secara bertahap didalam diagram alir dan prosedur penelitian.

3.1.1 Diagram Alir





Gambar 3.1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir

3.2 Penjelasan Diagram Alir

Metode penelitian yang digunakan dalam pengerjaan tugas akhir ini tersusun sebagai berikut:

1. Studi Literatur

Hal pertama yang dilakukan dalam proses pengerjaan tugas akhir ini adalah mengumpulkan literatur yang berasal dari buku, jurnal penelitian, laporan tugas akhir dan *codes*. Literatur yang digunakan sebagai referensi mempunyai keterkaitan dengan teori turbin angin lepas pantai, pengolahan data lingkungan dan analisis kelelahan pada turbin angin. *Codes* yang digunakan adalah DNV (*Det Norske Veritas*) yang berhubungan dengan turbin angin lepas pantai

2. Pengumpulan Data

Tahap selanjutnya adalah proses pengumpulan data properti turbin angin lepas pantai berupa properti eksisting yang didapat dari jurnal penelitian. Sedangkan data lingkungan dan data lokasi peletakan yang dipakai adalah data lingkungan milik PT. Pertamina Hulu Energi West Madura Offshore di blok lepas pantai Madura Barat.

3. Skenario penempatan dan lokasi turbin angin lepas pantai

Penempatan turbin angin lepas pantai pada tugas akhir ini berlokasi di lepas pantai Madura Barat yang merupakan wilayah kerja PT. Pertamina Hulu Energi West Madura Offshore (PHE WMO). Penempatan turbin angin lepas pantai ini dimaksudkan untuk mengganti generator diesel yang berada pada platform di area C dan area G. Skenario penempatan turbin angin ini berada di 2 tempat dengan kedalaman yang berbeda yaitu pada kedalaman 23.25 meter yang berada pada area C wilayah kerja PHE WMO dengan menempatkan *monopile C* dan kedalaman 56.77 meter yang berada pada area G wilayah kerja PHE WMO dengan menempatkan *monopile G*.

4. Pengolahan Data Angin untuk Ketinggian 90 meter pada MSL

Data angin yang didapatkan dari *report* milik PHE WMO merupakan data angin yang dihitung pada ketinggian 10 meter(*reference height*). Data angin pada ketinggian 10 meter ini kemudian di ekstrapolasi menggunakan metode *logarithmic extrapolation* pada *software* TURBSIM. yang divalidasi menggunakan Microsoft Excel, dimana perhitungan dalam excel yang digunakan

berdasarkan rumus-rumus dari DNV OS-J-101. Hasil dari pengolahan data angin ini kemudian digunakan untuk perhitungan daya yang dihasilkan berdasarkan persamaan (2.1) dan digunakan pula untuk analisa pada *software* FAST V.8

5. Perhitungan Daya Listrik yang dihasilkan

Hasil ekstrapolasi dari *reference height* yaitu pada ketinggian 10 meter, kemudian akan digunakan sebagai salah satu variabel penting dalam perhitungan daya listrik yang dihasilkan. Hasil perhitungan daya yang dihasilkan ini menghasilkan satuan dalam Watt (W) yang kemudian akan dikonversi menjadi Megawatt (MW) untuk memudahkan pembacaan.

6. Getaran pada Turbin Angin

Getaran pada turbin angin merupakan getaran-getaran yang dihasilkan pada *tower*, *nacelle* dan bilah yang berpengaruh pada umur kelelahan struktur. Getaran ini dihasilkan melalui perhitungan dari *software* FAST berupa momen dan gaya pada bagian yang telah disebutkan sebelumnya.

7. Permodelan Substruktur

Tahap ini dapat dilakukan setelah data properti substruktur sudah didapatkan. Dalam tugas akhir ini properti substruktur didapat dari jurnal internasional dimana substruktur ini sudah digunakan pada proyek nyata. Permodelan pada substruktur ini menggunakan *software* SACS 5.6.

8. Analisis Statis

Analisis statis digunakan untuk menentukan apakah desain dan material pada turbin angin lepas pantai memenuhi kriteria pembebanan. Analisis ini menggunakan beberapa parameter yaitu beban angin, gelombang dan beban mati berupa beban bilah dan beban *nacelle*.

9. Analisis Dinamis

Analisis statis digunakan untuk menentukan apakah desain dan material pada turbin angin lepas pantai memenuhi kriteria pembebanan. Analisis ini menggunakan beberapa parameter yaitu beban angin, gelombang dan beban mati berupa beban bilah dan beban *nacelle*.

10. Respon Gelombang

Hasil output FAST kemudian akan dipanggil ke SACS 5.6 yang kemudian akan digunakan untuk melihat hasil respon struktur terhadap gelombang.

11. Analisis *Fatigue*

Hasil analisa yang didapatkan dari perhitungan beban statis salah satunya adalah frekuensi natural dari turbin angin lepas pantai, menggunakan kriteria yang ditentukan di dalam DNV RP J101. Analisa ini digunakan untuk memeriksa bagian mana dari turbin angin lepas pantai yang perlu dilakukan perhitungan umur kelelahan.

12. *Fatigue Service Life*

Langkah terakhir dalam menghitung umur kelelahan pada pipa menggunakan teori *cummulativ damage*/ akumulasi kerusakan (Hukum Palmgreen-Miner). Perhitungan dilakukan secara manual berdasarkan pada ketentuan yang ada pada DNV RP J101.

13. Analisis Biaya Turbin Angin Lepas Pantai

Analisis biaya turbin angin merupakan tahap terakhir dari pengerjaan tugas akhir ini. Tujuan dalam analisis biaya ini adalah untuk dapat menentukan apakah turbin angin yang dipasang dapat dilakukan dari segi ekonomi atau tidak. Tahap pengerjaan dalam analisis biaya ini berupa perhitungan biaya total komponen turbin angin, analisis inflasi selama waktu penggunaan turbin angin (NPV), nilai minimum suku bunga untuk mendapatkan keuntungan (IRR) serta analisis ekonomi turbin angin apakah lebih ekonomis dari generator diesel pada blok lepas pantai Madura Barat (LCOE).

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB 4

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

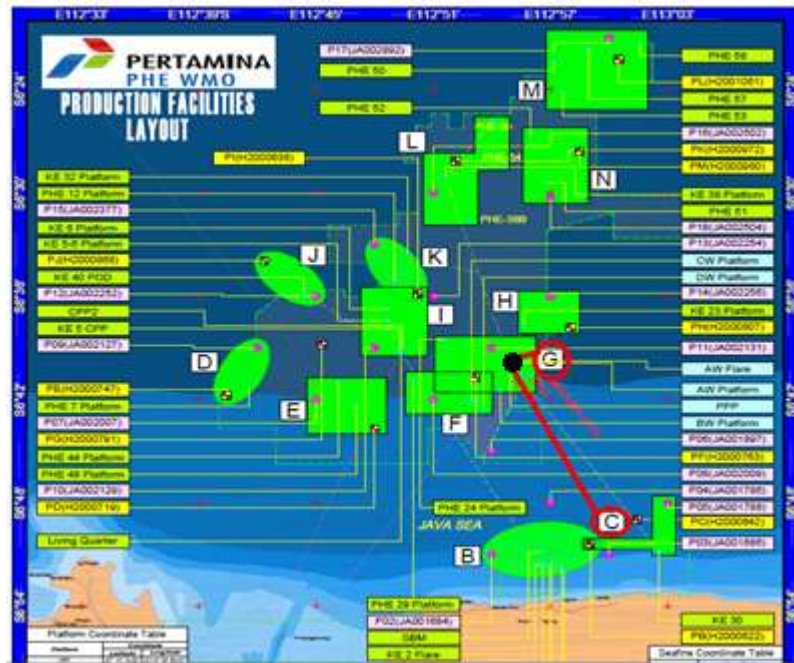
4.1 Lokasi Penempatan dan Spesifikasi Turbin Angin

Tujuan dari tugas akhir ini adalah mengganti salah satu generator diesel pada PP *plafrom* pada blok lepas pantai Madura Barat dengan turbin angin lepas pantai yang dioperasikan oleh PT.Pertamina Hulu Energi West Madura Offshore (Gambar 4.1) dan kemudian akan dianalisa secara ekonomi apakah dapat diterapkan atau tidak. Data-data yang diperoleh selama melakukan pengumpulan data berupa data lingkungan seperti data angin, gelombang, data lokasi anjungan yang dioperasikan di wilayah lepas pantai Madura Barat serta data properti turbin angin lepas pantai.



Gambar 4.1 Peta lepas pantai Madura Barat (PHE WMO,2013)

Gambar 4.2 merupakan perbesaran dari Gambar 4.1 yang merupakan wilayah kerja yang dikelola oleh PT. Pertamina Hulu Energi West Madura Offshore. Gambar ini menunjukkan beberapa lokasi fasilitas yang dimiliki PT. PHE WMO sebagai operator dari blok lepas pantai Madura Barat. Pemilihan tempat peletakan turbin angin lepas pantai yang dipilih adalah area C dan area G.



Gambar 4.2 Anjungan yang dioperasikan PT. PHE WMO (PHE WMO,2013)

Kedua area ini dipilih untuk membandingkan nilai investasi mana yang lebih menguntungkan untuk mensuplai listrik ke PPP, dimana area C memiliki kedalaman laut yang lebih dangkal namun lebih jauh interkoneksi kabelnya dan area G lebih dekat dengan PPP namun memiliki kedalaman laut yang relatif dalam sehingga membutuhkan biaya yang lebih besar dalam pembatan sub-struktur *monopile*. Untuk informasi lengkap dapat dilihat pada Tabel 4.1

Tabel 4.1 Data lokasi penempatan turbin angin

	Area C	Area G
Kedalaman	23.25	56.77
koordinat S	S 6° 48' 00.00"	S 6° 39' 00.00"
koordinat E	E 113° 03' 00.00"	E 112° 54' 00.00"
Tipe substruktur	Monopile C	Monopile G
Tipe Turbin	NREL 5 MW	NREL 5MW
kec. Angin rata-rata (m/det)	7.829717935	7.258315384

Setelah penjelasan singkat mengenai lokasi penentuan turbin angin berikut disajikan data berupa tipe turbin pada Tabel 4.2. Data monopile C dan monopile G yang digunakan pada lokasi yang sudah ditentukan.

Tabel 4.2 Data Properti Turbin NREL 5 MW

Properti NREL 5 MW	
Rate	5 MW
Jumlah bilah	3
Diameter rotor	126 m
Tinggi tower	90 m
kec. Cut-in, rated, cut-out	3 m/s, 11.4 m/s, 25 m/s
Beban rotor	110000 Kg
Beban nacelle	240000 Kg
Beban tower	347460 Kg

Tabel 4.3 menunjukkan data properti yang akan digunakan untuk permodelan substruktur pada lokasi operasional PHE WMO pada lepas pantai Madura Barat. Data properti substruktur C ini diambil dari jurnal internasional milik Gentils, Wang dan Kolios (2017).

Tabel 4.3 Data Properti Substuktur C tipe *Monopile*

Substruktur Monopile C	
Tinggi pondasi	36 m
Tinggi substruktur	25.25 m
Tinggi transition piece	12 m
Diameter substruktur	6 m
Ketebalan substruktur	0.06 m
Diameter transition piece	6.31 m
ketebalan transition piece	0.03 m
Modulus young	210 Gpa
Rasio posion	0.38
Densitas	8500 Kg/m ³
Kekuatan lulus	355 Mpa

Tabel 4.4 menunjukkan data properti yang akan digunakan untuk permodelan substruktur G pada SACS 5.6. Substruktur G tipe *monopile* ini akan dipasang di area G pada lokasi operasional PHE WMO pada lepas pantai Madura Barat dengan kedalaman perairan 56.76 meter. Lokasi area G. Data properti substruktur G ini diambil dari jurnal internasional milik Hermand dan Peeringa (2016).

Tabel 4.4 Data Properti Substruktur G tipe *Monopile*

Properti Monopile G	
Tinggi pondasi	55 m
Tinggi substruktur	57 m
Tinggi transition piece	12 m
Diameter substruktur	10 m
Ketebalan substruktur	0.01 m
Diameter transition piece	10 m
ketebalan transition piece	0.05 m

4.2 Pengolahan Data Lingkungan

Data lingkungan berikut diambil dari *Final Report Metocean Data Integration Study for WMO Field* milik PHE WMO pada tahun 2013. Data lingkungan ini meliputi data angin, gelombang dan arus.

4.2.1 Pengolahan Data Angin

Data angin milik PHE WMO ini didapatkan dari SEAFINE yang merupakan JIP (*Joint Industry Project*) dari Oceanweather Inc. Menyediakan data per satuan jam dengan periode pengambilan data dari tahun 1956-2007. Data yang disajikan pada sub bab ini terdiri dari tabel kejadian angin yang kemudian diolah menjadi *windrose diagram* yang dapat dilihat pada Tabel 4.5 pada sub bab 4.2.1.

Tabel 4.5 Data kejadian angin pada area C

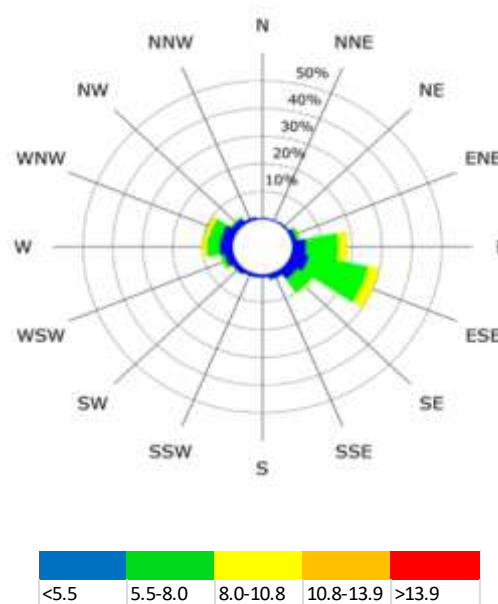
Arah	Jumlah dalam Jam						Presentase					
Kecepatan Angin (m/s)	<5.5	5.5-8.0	8.0-10.8	10.8-13.9	>13.9	Total	<5.5	5.5-8.0	8.0-10.8	10.8-13.9	>13.9	Total
N	2336	193	9	0	0	2538	0.52	0.04	0	0	0	0.56
NNE	2033	305	21	0	0	2359	0.45	0.07	0	0	0	0.52
NE	3027	571	29	0	0	3627	0.68	0.13	0.01	0	0	0.82
ENE	6851	5282	600	13	0	12746	1.53	1.18	0.13	0	0	2.84
E	20201	48443	13177	686	0	82507	4.52	10.84	2.95	0.15	0	18.46
ESE	25863	90614	17137	333	0	133947	5.79	20.27	3.83	0.07	0	29.96
SE	18213	26620	1634	8	0	46475	4.07	5.95	0.37	0	0	10.39
SSE	8582	2222	12	0	0	10816	1.92	0.5	0	0	0	2.42
S	5006	526	7	0	0	5539	1.12	0.12	0	0	0	1.24
SSW	5462	613	14	0	0	6089	1.22	0.14	0	0	0	1.36
SW	8509	1716	80	2	0	10307	1.9	0.38	0.02	0	0	2.3
WSW	12906	6459	1281	65	0	20711	2.89	1.44	0.29	0	0	4.62
W	19252	18961	7032	1221	28	46494	4.31	4.24	1.57	0.01	0.01	10.14
WNW	18214	17768	6442	1522	110	44056	4.07	3.97	1.44	0.02	0.02	9.52
NW	10021	3344	397	56	0	13818	2.24	0.75	0.09	0	0	3.08
NNW	4524	480	15	0	0	5019	1.01	0.11	0	0	0	1.12
Berangin						447048						100
Tidak Berangin						0						0
Tidak Tercatat						0						0
Total						447048						100

Berdasarkan data kejadian angin area C pada Tabel 4.5 dapat diketahui bahwa tabel ini menunjukkan data kejadian angin pada 16 arah dan dalam 5 variasi kecepatan dihitung dari <5,5 - > 13,9 dalam satuan m/det. Pada tabel bagian ini bisa diambil kesimpulan juga bahwa angin pada arah SE (Tenggara) pada kecepatan antara 5,5-8,0 m/det memiliki presentase kejadian terbesar dengan nilai 20,27 dengan jumlah riil sebesar 90.614 kejadian.. Untuk memudahkan membaca, data ini diolah menjadi diagram mawar yang dapat dilihat pada gambar 4.3. Kegunaan data angin adalah menentukan *time series* angin yang diolah dalam *software* FAST, kemudian data olahan ini digunakan sebagai salah satu variabel dalam menentukan umur kelelahan struktur.

Tabel 4.6 Kecepatan angin periode 10 tahun pada area C

Periode	Kecepatan angin rata-rata (m/s) dan arah																
	OMNI	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
10 TAHUN																	
60 MIN	11.71	11.71	4.64	5.28	7.21	9.88	10.24	8.95	6.67	5.78	5.86	6.27	8.82	10.55	10.71	7.53	5.09
10 MIN	12.06	12.06	4.78	5.44	7.41	10.18	10.55	9.22	6.87	5.95	6.04	6.46	9.09	10.87	11.03	7.76	5.24
3 MIN	12.41	12.41	4.92	5.6	7.64	10.47	10.85	9.49	7.07	6.13	6.21	6.65	9.36	11.18	11.35	7.98	5.4
2 MIN	12.53	12.53	4.96	5.65	7.71	10.57	10.96	9.58	7.14	6.18	6.27	6.71	9.45	11.29	11.46	8.06	5.45
1 MIN	12.88	12.88	5.1	5.81	7.93	10.87	11.26	9.85	7.34	6.36	6.45	6.9	9.71	11.61	11.78	8.28	5.6
3 DET	15.22	15.22	6.03	6.86	9.37	12.84	13.31	11.64	8.67	7.51	7.62	8.15	11.48	13.92	13.92	9.79	6.62

Berdasarkan Tabel 4.6 dapat diketahui bahwa tabel ini menunjukkan kecepatan angin dalam periode 60 menit hingga 3 detik (*gust factor*) dengan pengumpulan data dalam periode 10 tahun. Alasan periode 10 tahun digunakan mengacu pada aturan DNV-OS-J101 dimana dalam kondisi operasi, data angin yang digunakan untuk analisa struktur adalah periode pengumpulan data 10 tahun dengan periode 10 menit. Pada tabel ini dapat dilihat pembagian kecepatan angin pada 16 arah dengan OMNI sebagai indikator arah mana yang memiliki kecepatan angin paling besar. OMNI pada tabel ini menunjukkan arah N (Utara) sebagai daerah dengan kecepatan angin terbesar dengan periode 10 menit pada kecepatan angin 12.41 m/det.



Gambar 4.3 Wind rose diagram pada area C

Dapat disimpulkan pada Gambar 4.3 bahwa arah angin dominan mengarah ke arah Timur Tenggara (ESE). Arah Timur Tenggara ini dijadikan acuan untuk perhitungan kecepatan rata-rata angin yang diambil dari Tabel 4.5. Data pada Tabel 4.5 kemudian diolah kedalam Tabel 4.7 untuk menghitung kecepatan rata-rata pada ketinggian 10 meter diatas permukaan laut.

Tabel 4.7 Olahan Kecepatan Angin rata-rata ketinggian 10 meter Area C

Range (m/s)	mid (m/s)	kejadian ESE	kej. ESE x mid
0.1-5.4	2.75	25863	71123.25
5.5-7.9	6.7	90614	607113.8
8-10.7	9.35	17137	160230.95
10.8-13.9	12.35	333	4112.55
13.4-24	18.7	0	0
			842580.55
			U10(ESE) 6.290402547

Untuk mendapatkan kecepatan angin rata-rata pada ketinggian 90 meter (ketinggian turbin angin) perlu dilakukan ekstrapolasi dari ketinggian 10 meter. Ekstrapolasi ini menggunakan metoder *logarithmic extrapolation* yang diambil dari DNV (2014). Pada penggunaan metode ini dibutuhkan beberapa variabel berupa ketinggian angin 10 meter, periode pada ketinggian 10 meter, ketinggian yang ingin dituju, serta periode ketinggian yang dituju. Pada Tabel 4.8 ini dapat dilihat kecepatan angin rata-rata area C pada ketinggian 90 meter adalah 8.18 m/s.

Tabel 4.8 Olahan Kecepatan Angin rata-rata ketinggian 90 meter Area C

U10	6.2904025	m/s
T10	10	menit
h	10	m
z	90	m
T	10	menit
U10,90	8.183938057	m/s

Pada Tabel 4.9 ditunjukkan perhitungan intensitas turbulen dan penyimpangan standar. Intensitas turbulen merupakan presentase fluktuasi kecepatan angin pada suatu daerah tertentu, pada kasus ini fluktuasi kecepatan angin pada area C, sedangkan penyimpangan standar menunjukan berapa nilai penyimpangan kecepatan angin dibanding dengan nilai kecepatan rata-ratanya. Pada tabel ini adapat dilihat nilai intensitas turbulensi dan penyimpangan standar adalah 16% dan 1.26 secara berturut-turut.

Tabel 4.9 Intensitas turbulen dan standar deviasi Area C

Turbulence Intensity equation		
a		5
I15		0.14
I(U)		16%
		$\sigma U/U10$
σU standard deviation		1.26

Tabel 4.10 Data kejadian angin pada area G

Arah	Jumlah dalam Jam						Presentase					
Kecepatan Angin (m/s)	<5.5	5.5-8.0	8.0-10.8	10.8-13.9	>13.9	Total	<5.5	5.5-8.0	8.0-10.8	10.8-13.9	>13.9	Total
N	2363	212	13	0	0	2588	0.53	0.05	0	0	0	0.58
NNE	2003	310	24	0	0	2337	0.45	0.07	0.01	0	0	0.53
NE	2941	613	36	0	0	3590	0.66	0.14	0.01	0	0	0.81
ENE	7354	6377	841	21	0	14593	1.65	1.43	0.19	0	0	3.27
E	20764	54939	16321	1005	0	93029	4.64	12.29	3.65	0.22	0	20.8
ESE	24567	85040	16673	320	0	126600	5.5	19.02	3.73	0.07	0	28.32
SE	17041	23300	1490	8	0	41839	3.81	5.21	0.33	0	0	9.35
SSE	7960	2129	12	0	0	10101	1.78	0.48	0	0	0	2.26
S	4700	567	8	0	0	5275	1.05	0.13	0	0	0	1.18
SSW	5095	596	16	0	0	5707	1.14	0.13	0	0	0	1.27
SW	8182	1833	83	3	0	10101	1.83	0.41	0.02	0	0	2.26
WSW	12784	6493	1284	79	0	20640	2.86	1.45	0.29	0.02	0	4.62
W	19016	19225	7101	1214	30	46586	4.25	4.3	1.59	0.27	0.01	10.42
WNNW	18548	18233	6827	1563	111	45282	4.15	4.08	1.53	0.35	0.02	10.13
NW	9921	3393	406	56	0	13776	2.22	0.76	0.09	0.01	0	3.08
NNW	4491	495	18	0	0	5004	1	0.11	0	0	0	1.11
Berangin						447048						100
Tidak Berangin						0						0
Tidak Tercatat						0						0
Total						447048						100

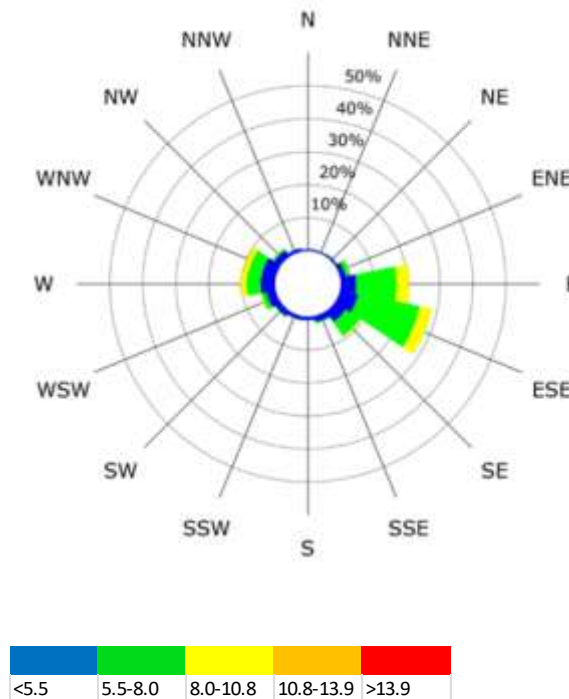
Berdasarkan data kejadian angin area G pada Tabel 4.10 dapat diketahui bahwa tabel ini menunjukkan data kejadian angin pada 16 arah dan dalam 5 variasi kecepatan dihitung dari <5,5 - > 13,9 dalam satuan m/det. Pada tabel bagian ini bisa diambil kesimpulan juga bahwa angin pada arah ESE (East South East) pada kecepatan antara 5,5-8,0 m/det memiliki presentase kejadian terbesar dengan nilai 19,02 dengan jumlah riil sebesar 85.040 kejadian.. Untuk memudahkan membaca, data ini diolah menjadi diagram mawar yang dapat dilihat pada gambar 4.4.

Tabel 4.11 Kecepatan angin periode 10 tahun pada area G

Periode	Kecepatan angin rata-rata (m/s) dan arah G																
	OMNI	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNNW	NW	NNW
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
10 TAHUN																	
60 MIN	16.21	9.71	10.68	10.45	13.84	14.44	14.4	11.96	9.39	9.16	9.94	11.76	13.89	16.21	13.75	13.75	10.03
10 MIN	16.7	10	11	10.76	14.26	14.87	14.83	12.32	9.67	9.43	10.24	12.11	14.31	16.7	14.16	14.16	10.33
3 MIN	17.18	10.29	11.32	11.08	14.67	15.32	15.26	12.68	9.95	9.71	10.54	12.47	14.72	17.18	14.58	14.58	10.63
2 MIN	17.34	10.39	11.43	11.18	14.81	15.45	15.41	12.8	10.05	9.8	10.64	12.58	14.86	17.34	14.71	14.71	10.73
1 MIN	17.83	10.68	11.75	11.5	15.22	15.88	15.84	13.16	10.33	10.08	10.93	12.94	15.28	17.83	15.12	15.13	11.03
3 DET	21.07	12.62	13.88	13.59	17.99	18.77	18.72	15.55	12.21	11.91	12.92	15.29	18.06	21.07	17.88	17.88	13.04

Berdasarkan Tabel 4.11 dapat diketahui bahwa tabel ini menunjukkan kecepatan angin dalam periode 60 menit hingga 3 detik (*gust factor*) dengan pengumpulan data dalam periode 10 tahun. Alasan periode 10 tahun digunakan mengacu pada aturan DNV-OS-J101 dimana dalam kondisi operasi, data angin

yang digunakan untuk analisa struktur adalah periode pengumpulan data 10 tahun dengan periode 10 menit. Pada tabel ini dapat dilihat pembagian kecepatan angin pada 16 arah dengan OMNI sebagai indikator arah mana yang memiliki kecepatan angin paling besar. OMNI pada tabel ini menunjukkan arah W (Barat) sebagai daerah dengan kecepatan angin terbesar dengan periode 10 menit pada kecepatan angin 16.7 m/det.



Gambar 4.4 *Wind rose diagram* pada area G

Dapat disimpulkan pada Gambar 4.4 bahwa arah angin dominan mengarah ke arah Timur Tenggara (ESE) sama seperti area C. Arah Timur Tenggara ini dijadikan acuan untuk perhitungan kecepatan rata-rata angin yang diambil dari Tabel 4.10. Data pada Tabel 4.10 kemudian diolah kedalam Tabel 4.12 untuk menghitung kecepatan rata-rata pada ketinggian 10 meter diatas permukaan laut.

Tabel 4.12 Olahan Kecepatan Angin rata-rata ketinggian 10 meter Area G

Range (m/s)	mid (m/s)	kejadian ESE	kej. ESE x mid
0.1-5.4	2.75	24567	67559.25
5.5-7.9	6.7	85040	569768

8-10.7	9.35	16673	155892.55
10.8-13.9	12.35	320	3952
13.4-24	18.7	0	0
			797171.8
		U10(ESE)	6.296775671

Untuk mendapatkan kecepatan angin rata-rata pada ketinggian 90 meter (ketinggian turbin angin) perlu dilakukan ekstrapolasi dari ketinggian 10 meter. Ekstrapolasi ini menggunakan metoder *logarithmic extrapolation* yang diambil dari DNV (2014). Pada penggunaan metode ini dibutuhkan beberapa variabel berupa ketinggian angin 10 meter, periode pada ketinggian 10 meter, ketinggian yang ingin dituju, serta periode ketinggian yang dituju. Pada tabel 4.13 dapat dilihat kecepatan angin rata-rata area C pada ketinggian 90 meter adalah 8.19 m/s.

Tabel 4.13 Olahan Kecepatan Angin rata-rata ketinggian 90 meter Area G

U10	6.296776	m/s
T10	10	menit
H	10	m
Z	90	m
T	10	menit
Power Law Equation		
U10,90	8.192229617	m/s

Pada Tabel 4.14 ditunjukkan perhitungan intensitas turbulen dan penyimpangan standar. Intensitas turbulen merupakan presentase fluktuasi kecepatan angin pada suatu daerah tertentu, pada kasus ini fluktuasi kecepatan angin pada area C, sedangkan penyimpangan standar menunjukan berapa nilai penyimpangan kecepatan angin dibanding dengan nilai kecepatan rata-ratanya. Pada tabel ini adapat dilihat nilai intensitas turbulensi dan penyimpangan standar adalah 16% dan 1.3 secara berturut-turut.

Tabel 4.14 Intensitas turbulen dan standar deviasi Area G

Turbulence Intensity equation		
$I(U) = \frac{(1.5 + aU)}{(1 + a)U} \cdot I_{15}$		
a	=	5
I ₁₅	=	0.14
I(U)	=	16%
karena	I(U)=	$\sigma U/U10$
maka,		
σU standard deviation	=	1.30576

4.2.2 Pengolahan Data Gelombang

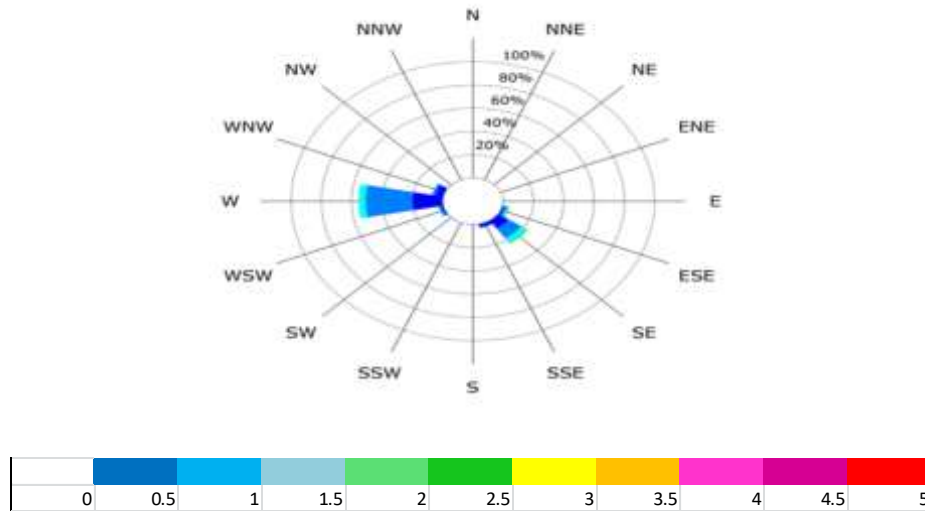
Data gelombang yang digunakan pada tugas akhir ini didapatkan dari SEAFINE yang menyediakan data per satuan jam dengan periode pengambilan data dari tahun 1956-2007. Data yang disajikan pada sub bab ini terdiri dari tabel kejadian gelombang yang kemudian diolah menjadi *waverose diagram* yang dapat dilihat pada tabel dan gambar pada sub bab 4.2.

Tabel 4.15 Data kejadian gelombang pada area C

Direction	Number of Hours										
Wave Height (m)	< 0.5	0.5-1.0	1.0-1.5	1.5-2.0	2.0-2.5	2.5-3.0	3.0-3.5	3.5-4.0	4.0-4.5	4.5-5.0	Total
North	126	37	4	0	0	0	0	0	0	0	167
North North East	111	26	4	0	0	0	0	0	0	0	141
North East	86	32	11	0	0	0	0	0	0	0	129
East North East	295	171	16	0	0	0	0	0	0	0	482
East	2058	2827	588	46	1	0	0	0	0	0	5520
East South East	20565	37206	18057	7650	2295	568	155	36	0	0	86562
South East	22739	23668	4754	1257	358	109	66	36	3	0	52991
South South East	818	493	18	0	0	0	0	0	0	0	1329
South	296	187	34	0	0	0	0	0	0	0	517
South South West	272	188	23	0	0	0	0	0	0	0	483
South West	643	543	37	0	0	0	0	0	0	0	1223
West South West	5532	7629	2451	440	32	2	0	0	0	0	16086
West	41710	135731	60243	8380	830	56	0	0	0	0	246950
West North West	13056	17286	2138	15	2	0	0	0	0	0	32497
North West	979	587	26	0	0	0	0	0	0	0	1592
North North West	273	102	4	0	0	0	0	0	0	0	379
Wavy										=	447048
Waveless										=	0
Unrecorded										=	0
Total										=	447048

Berdasarkan data kejadian gelombang area C pada Tabel 4.15 dapat diketahui bahwa tabel ini menunjukkan data kejadian gelombang pada 16 arah dan

dalam 10 variasi ketinggian gelombang dihitung dari <0,5 sampai 5,5-5,0 dalam satuan m. Pada tabel bagian ini bisa diambil kesimpulan juga bahwa angin pada arah ESE (East South East) pada ketinggian antara 0,5-1,0 m memiliki presentase kejadian terbesar jumlah riil sebesar 37.206 kejadian.. Untuk memudahkan membaca, data ini diolah menjadi diagram mawar yang dapat dilihat pada Gambar 4.5.



Gambar 4.5 Wave rose diagram pada area C

Tabel 4.16 Tinggi gelombang periode 10 Tahun area C

Periode	Tinggi gelombang (m) dan arah C																
	OMNI	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
10 TAHUN																	
Hs	3.15	0.39	0.62	0.63	0.53	0.87	2.9	3.15	1.14	0.89	0.98	0.97	1.84	1.82	1.02	0.72	0.42
Tp	8.46	3.7	5.86	3.77	3.69	4.7	8.08	8.46	5.4	4.49	4.65	0.97	6.8	6.59	5.21	4.6	4.67
Tz	6.58	2.88	4.56	2.93	2.87	3.66	6.28	6.58	4.2	3.49	3.62	0.75	5.29	5.12	4.05	3.58	3.63
Hmax	6.3	0.78	1.24	1.26	1.06	1.74	5.8	6.3	2.28	1.78	1.96	1.94	3.68	3.64	2.04	1.44	0.84
Tmax	7.61	3.33	5.27	3.39	3.32	4.23	7.27	7.61	4.86	4.04	4.19	0.87	6.12	5.93	4.69	4.14	4.2

Berdasarkan Tabel 4.16 dapat diketahui bahwa tabel ini menunjukkan data-data gelombang yang diambil berdasarkan pengukuran selama 51 tahun di wilayah kerja blok lepas pantai Madura Barat ditunjukkan pada 16 arah mata angin. Data-data ini adalah data awal gelombang yang berikutnya akan diolah untuk masuk ke tahap selanjutnya dan dapat dilihat pada Tabel 4.17. Pada tabel ini disajikan nilai tinggi gelombang signifikan (H_s), periode puncak (T_p), periode silangan

gelombang (T_z), Tinggi gelombang maksimum (H_{max}), dan periode gelombang maksimum (T_{max}). Dapat dilihat juga nilai terbesar (omni) berada pada arah Tenggara (SE) dengan nilai H_s , T_p , T_z , H_{max} , T_{max} adalah 3,15; 8,46; 6,58; 6,3; dan 7,61 secara berturut-turut.

Tabel 4.17 Parameter JONSWAP pada area C

Periode Balik	Tinggi Gelombang dan Kecuraman						Parameter JONSWAP				Tinggi Puncak H' (m)
	Kedalaman (m)	h/L	Wilayah	L (m)	L_{max} (m)	Kecuraman	ω_p	T_p/H_s	α	γ	
1 TAHUN	23.25	0.456	Laut menengah	50.97	62.11	0.054	0.99	4.91	0.008431	1.1	1.08
10 TAHUN	23.25	0.277	Laut menengah	83.82	97.41	0.065	0.74	4.77	0.009048	1.31	1.82
50 TAHUN	23.25	0.236	Laut menengah	98.52	112.32	0.069	0.66	4.82	0.008824	1.23	2.22
100 TAHUN	23.25	0.223	Laut menengah	104.3	118.21	0.071	0.63	4.85	0.008706	1.19	2.4

Pada tabel 4.17 ini disajikan hasil pengolahan data gelombang berdasarkan data awal yang dapat dilihat pada Tabel 4.16. Pada tabel ini disajikan data tinggi gelombang, kecuraman, parameter JONSWAP dan tinggi puncak. Pengolahan data pada tabel ini ditujukan dengan maksud sebagai data yang akan dimasukkan pada *software* SACS yang berikutnya akan diolah serta sebagai salah satu parameter umur kelelahan struktur turbin angin lepas pantai. Pada tabel ini, data area C yang digunakan adalah periode balik 10 tahun, menyesuaikan dengan pedoman pada DNV-OS-J-101 dimana periode balik ini digunakan sebagai analisa dalam kondisi operasi. Pada data periode balik ini dapat dilihat memiliki kedalaman (h) 23.25 meter, panjang gelombang (L) 83.82 meter dan tinggi puncak (H) 1,82 meter. dengan data kedalaman dan panjang gelombang dapat ditentukan area C ini termasuk wilayah laut menengah. Pada kolom parameter JONSWAP dapat dilihat nilai frekuensi nilai puncak gelombang (ω_p), konstanta phillip (α) dan faktor peningkatan puncak (γ) adalah 4,77; 0,009048; 1,31 secara berturut-turut.

Tabel 4.18 Data Awal

Data awal	
Hs	3.15
Tp	8.46
Tmax	8.53
h	23.35
L	83.82
H'	1.82

Pada tugas akhir ini digunakan validasi untuk menentukan apakah data dari PHE WMO dapat dipercaya atau tidak. Untuk tahap validasi, digunakan data awal kemudian diolah berdasarkan DNV (2014) kemudian dibandingkan dengan data olahan PHE WMO dan ditentukan berapa nilai *error* nya. Data awal untuk tahap validasi dapat dilihat pada Tabel 4.18.

Tabel 4.19 Olahan Data Gelombang

Data Olahan				
h/L	=	0.278573133		
fp	=	0.11820331		
f	=	0.117233294		
Tp/vHs	=	4.766669997		
Y		$\exp(5.75 - 1.15 \frac{T_p}{\sqrt{H_s}})$ for $3.6 < \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \leq 5$	DNV-OS-J-101 hal 48	
	=	1.307777987		
Tz		$T_z = T_p \sqrt{\frac{5 + \gamma}{11 + \gamma}}$	DNV-OS-J-101 hal 48	
	=	6.056458362		
α	=	$5 \cdot (H_s^2 f_p^4 / g^2) \cdot (1 - 0.287 \ln \gamma) \cdot \pi^4$	DNV-OS-J-101 hal 48	
		0.009048318		

Data awal dari Tabel 4.18 diolah menggunakan *code* dari DNV (2014). Pengolahan data dari proses validasi ini menggunakan *software* MS. EXCEL. Data yang diolah pada Tabel 4.19 dalam validasi ini meliputi h/L untuk menentukan tipe wilayah perairan, dan fp, Tp/vHs, Y, α dengan nilai 0.27; 0.118;

4.76; 1.3; 0.009 secara berturut-turut sebagai variabel-variabel dalam parameter JONSWAP yang selanjutnya akan digunakan untuk analisis *fatigue*.

Tabel 4.20 Hasil Validasi Manual-Report WMO

Validasi Manual- report WMO			
	Manual	Report WMO	Error
h/L	0.278573	0.277	0.5647%
Tp/ $\sqrt{H_s}$	4.76667	4.77	-0.0699%
α	0.009048	0.009048	0.0035%
Y	1.307778	1.31	-0.1699%

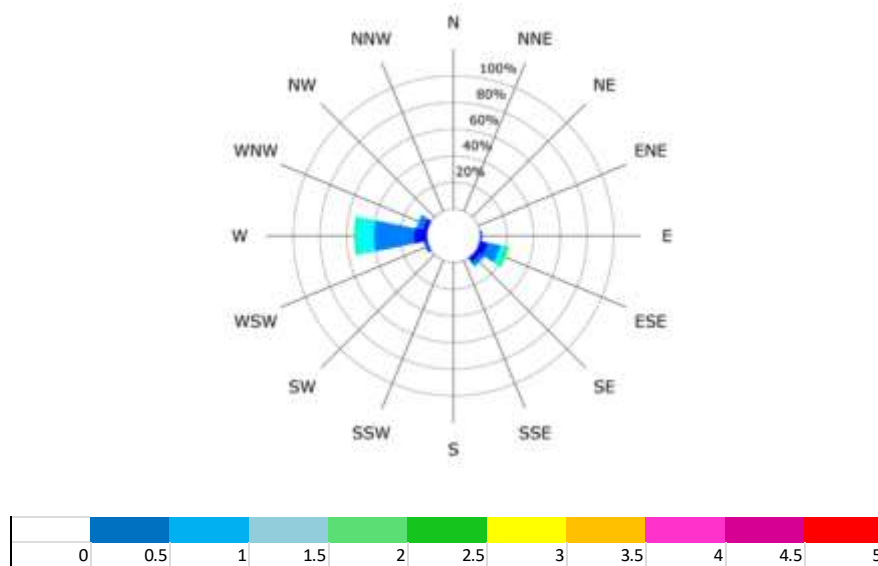
Tabel 4.20 menunjukkan hasil validasi dari pengolahan data pada tabel 4.19. Dapat dilihat nilai *error* antara perhitungan manual dan data milik PHE WMO dibawah 1%. Dapat disimpulkan data milih PHE WMO dapat digunakan sebagai acuan.

Tabel 4.21 Data kejadian gelombang pada area G

Direction	Number of Hours										Total
Wave Height (m)	< 0.5	0.5-1.0	1.0-1.5	1.5-2.0	2.0-2.5	2.5-3.0	3.0-3.5	3.5-4.0	4.0-4.5	4.5-5.0	
North	59	12	0	0	0	0	0	0	0	0	71
North North East	165	50	3	0	0	0	0	0	0	0	218
North East	184	77	18	0	0	0	0	0	0	0	279
East North East	388	254	30	1	0	0	0	0	0	0	673
East	2792	3480	841	182	15	0	0	0	0	0	7310
East South East	26523	43051	19479	8170	2665	703	183	75	2	0	100851
South East	16762	16054	2750	675	249	83	69	22	17	0	36681
South South East	621	393	12	0	0	0	0	0	0	0	1026
South	297	169	33	0	0	0	0	0	0	0	499
South South West	342	201	21	0	0	0	0	0	0	0	564
South West	697	550	33	0	0	0	0	0	0	0	1280
West South West	5806	5978	1591	212	16	0	0	0	0	0	13603
West	42282	133916	58638	7824	646	28	0	0	0	0	243334
West North West	14490	21483	3084	19	0	0	0	0	0	0	39076
North West	951	457	10	0	0	0	0	0	0	0	1418
North North West	130	33	2	0	0	0	0	0	0	0	165
Wavy										=	447048
Waveless										=	0
Unrecorded										=	0
Total										=	447048

Berdasarkan data kejadian gelombang area G pada Tabel 4.21 dapat diketahui bahwa tabel ini menunjukkan data kejadian gelombang pada 16 arah dan dalam 10 variasi ketinggian gelombang dihitung dari <0,5 sampai 5,5-5,0 dalam

satuan m. Pada tabel bagian ini bisa diambil kesimpulan juga bahwa angin pada arah W (Barat) pada ketinggian antara 0,5-1,0 m memiliki presentase kejadian terbesar jumlah riil sebesar kejadian 133.916. Untuk memudahkan membaca, data ini diolah menjadi diagram mawar yang dapat dilihat pada gambar 4.6.



Gambar 4.6 Wave rose diagram pada area C

Tabel 4.22 Tinggi gelombang periode 10 Tahun pada area G

Periode	Tinggi gelombang (m) dan arah G																
	OMNI	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
10 TAHUN																	
Hs	3.47	0.73	0.87	1.01	1.11	1.91	3.47	2.93	0.91	0.95	0.89	0.98	1.84	2.28	1.5	0.91	0.75
Tp	8.65	3.92	4.1	4.19	4.81	6.64	8.65	8.47	4.75	4.44	4.46	4.64	6.38	6.86	5.65	4.07	3.99
Tz	6.73	3.05	3.19	3.26	3.74	5.16	6.73	6.59	3.69	3.45	3.47	3.61	4.96	5.33	4.39	3.17	3.1
Hmax	6.94	1.46	1.74	2.02	2.22	3.82	6.94	5.86	1.82	1.9	1.78	1.96	3.68	4.56	3	1.82	1.5
Tmax	7.79	3.53	3.69	3.77	4.33	5.98	7.79	7.62	4.28	4	4.01	4.18	5.74	6.17	5.09	3.66	3.59

Berdasarkan tabel 4.22 dapat diketahui bahwa tabel ini menunjukkan data-data gelombang yang diambil berdasarkan pengukuran selama 51 tahun di wilayah kerja blok lepas pantai Madura Barat ditunjukkan pada 16 arah mata angin. Data-data ini adalah data awal gelombang yang berikutnya akan diolah untuk masuk ke tahap selanjutnya. Pada tabel ini disajikan nilai tinggi gelombang signifikan (H_s), periode puncak (T_p), periode silangan gelombang (T_z), Tinggi gelombang maksimum (H_{max}), dan periode gelombang maksimum (T_{max}). Dapat

dilihat juga nilai terbesar (omni) berada pada arah East South East (SE) dengan nilai H_S , T_P , T_Z , H_{max} , T_{max} adalah 3,47; 8,65; 6,73; 6,94; dan 7,79 secara berturut-turut.

Tabel 4.23 Parameter JONSWAP pada area G

Periode Balik	Tinggi Gelombang dan Kecuraman						Parameter JONSWAP				Tinggi Puncak H'
	Kedalaman (m)	h/L	Wilayah	L (m)	L max (m)	Kecuraman	ω_p	T_p/H_s	α	γ	
1 TAHUN	56.77	1.076	Laut Dalam	52.78	65.11	0.058	0.97	4.71	0.009293	1.39	0.99
10 TAHUN	56.77	0.601	Laut Dalam	94.53	116.32	0.06	0.73	4.64	0.009604	1.51	1.84
50 TAHUN	56.77	0.47	Laut menengah	120.81	147.66	0.058	0.64	4.75	0.009105	1.33	2.81
100 TAHUN	56.77	0.422	Laut menengah	134.43	163.55	0.056	0.61	4.84	0.008732	1.2	2.86

Pada tabel 4.23 ini disajikan hasil pengolahan data gelombang berdasarkan data awal yang dapat dilihat pada tabel 4.22. Pada tabel ini disajikan data tinggi gelombang, kecuraman, parameter JONSWAP dan tinggi puncak. Pengolahan data pada tabel ini ditujukan dengan maksud sebagai data yang akan dimasukkan pada *software* SACS yang berikutnya akan diolah serta sebagai salah satu parameter umur kelelahan struktur turbin angin lepas pantai. Pada tabel ini, data area C yang digunakan adalah periode balik 10 tahun, menyesuaikan dengan pedoman pada DNV-OS-J-101 dimana periode balik ini digunakan sebagai analisa dalam kondisi operasi. Pada data periode balik ini dapat dilihat memiliki kedalaman (h) 56,77 meter, panjang gelombang (L) 94.53 meter dan tinggi puncak (H) 1,84 meter. dengan data kedalaman dan panjang gelombang dapat ditentukan area C ini termasuk wilayah laut menengah. Pada kolom parameter JONSWAP dapat dilihat nilai frekuensi nilai puncak gelombang (ω_p), konstanta phillip (α) dan faktor peningkatan puncak (γ) adalah 4,64; 0,009604; 1,51 secara berturut-turut.

4.3 Perhitungan Daya Listrik dan *Coefficient Production*

Perhitungan daya listrik dan *Coefficient Production* (C_p) yang dihasilkan turbin angin lepas pantai digunakan sebagai salah satu faktor penentu apakah daya yang dihasilkan mencukupi untuk memasok kebutuhan daya listrik sebagai energi alternatif anjungan migas. Untuk perhitungan daya listrik ini pertama, digunakan *software* FAST v.8. Variabel awal yang digunakan adalah kecepatan angin rata-rata pada ketinggian rotor (90 meter), intensitas turbulensi dan standar deviasi.

Dari variabel ini dihasilkan *spektra Kaimal*, yang merupakan spektrum peramalan kecepatan angin dalam kurun waktu tertentu. Dari spektra Kaimal kemudian akan dilanjutkan pengolahan persebaran angin berdasarkan persamaan (2.1). Hasil pengolahan data tersebut berupa energi yang dihasilkan turbin angin dalam kurun waktu tertentu. dalam kasus ini selama 50 tahun karena mengacu pada laporan PHE report yang meramalkan persebaran angin selama 50 tahun. Kemudian energi yang dihasilkan selama 50 tahun dibagi dengan jumlah jam yang terjadi selama 50 tahun pada turbin berukuran 5 MW. Hasil analisa ini dapat dilihat pada Gambar 4.7.

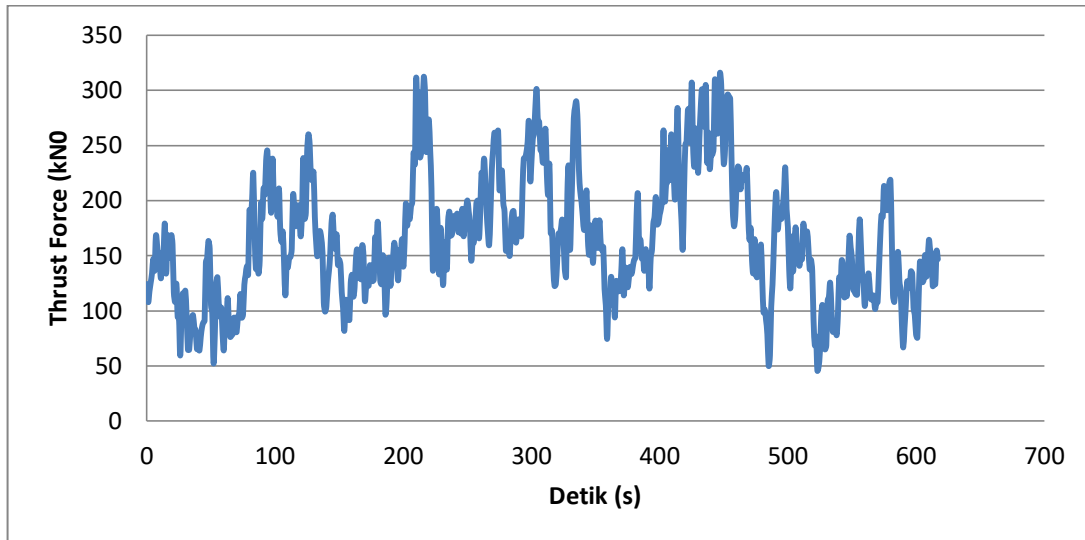
Tabel 4.24 Perhitungan *coefficient production*

Status	Uref (m/s)	Range (m/s)	Frequency	Percentage	Average Power	days in 50 years	KWH produced in 50 years
Off	0	0.1-5.4	25100	8.33%	0	1525	0
Production	6.7	5.5-7.9	224177	74.43%	2214.578122	13620	496457479.6
Production	9.35	8-10.7	47887	15.90%	6018.682441	2909	288216646.1
Production	12.35	10.8-13.9	3906	1.30%	13869.71285	237	54175098.39
Production	15.92	13.4-18.44	138	0.05%	29709.5304	8	4099915.195
Total			301208	100.00%		18300	842949139.2
						CP	38.39%

Pada Tabel 4.24 dapat dilihat hasil analisis produksi energi dan *coefficient production*. Dapat dilihat energi yang dihasilkan selama 50 tahun adalah 842.949.139 KW atau setara dengan 842.950 MW. Kemudia hasil analisis Cp adalah 38.39%, memenuhi syarat *Betz Momentum* yang tidak melebihi 59%.

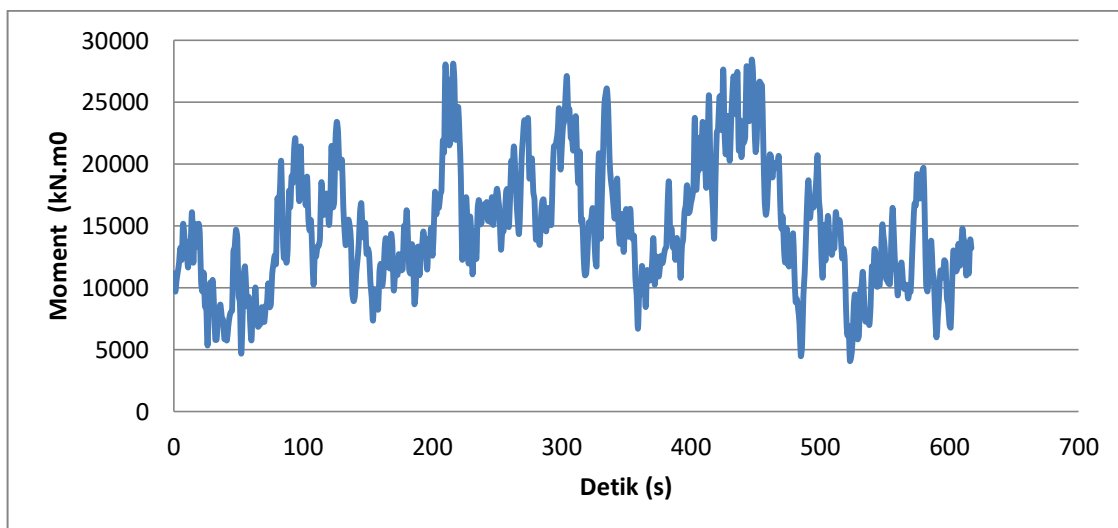
4.4 Perhitungan Getaran putar yang dihasilkan turbin

Dari Gambar 4.7 data kecepatan angin dapat diolah lebih lanjut menjadi getaran yang dihasilkan turbin angin lepas pantai berupa *thrust force* dan *moment* yang berguna sebagai salah satu variabel perhitungan analisa statis dan analisa kelelahan. Dapat dilihat pada Gambar 4.8 dan Gambar 4.9.



Gambar 4.7 *Thrust force* pada turbin angin lepas pantai

Gambar 4.8 menunjukkan *thrust force* yang terjadi pada rotor pada ketinggian 90 meter dengan beban maksimal 315 kN. Beban ini akan digunakan sebagai salah satu beban statis dan kelelahan.

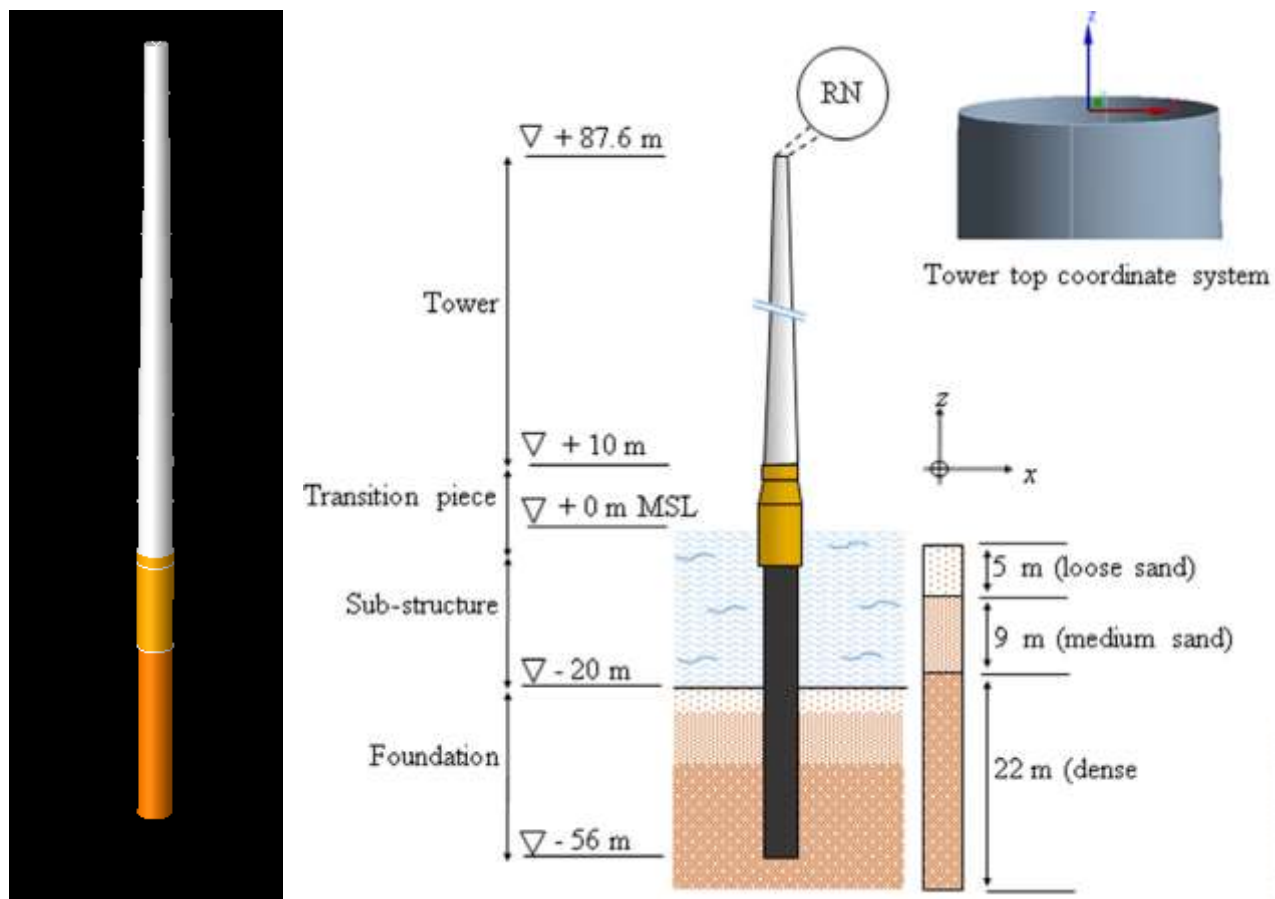


Gambar 4.8 *moment* pada turbin angin lepas pantai

Gambar 4.8 menunjukkan *moment* yang terjadi pada rotor pada ketinggian 90 meter dengan beban maksimal 28402 kN.m. Beban ini akan digunakan sebagai salah satu beban statis dan kelelahan.

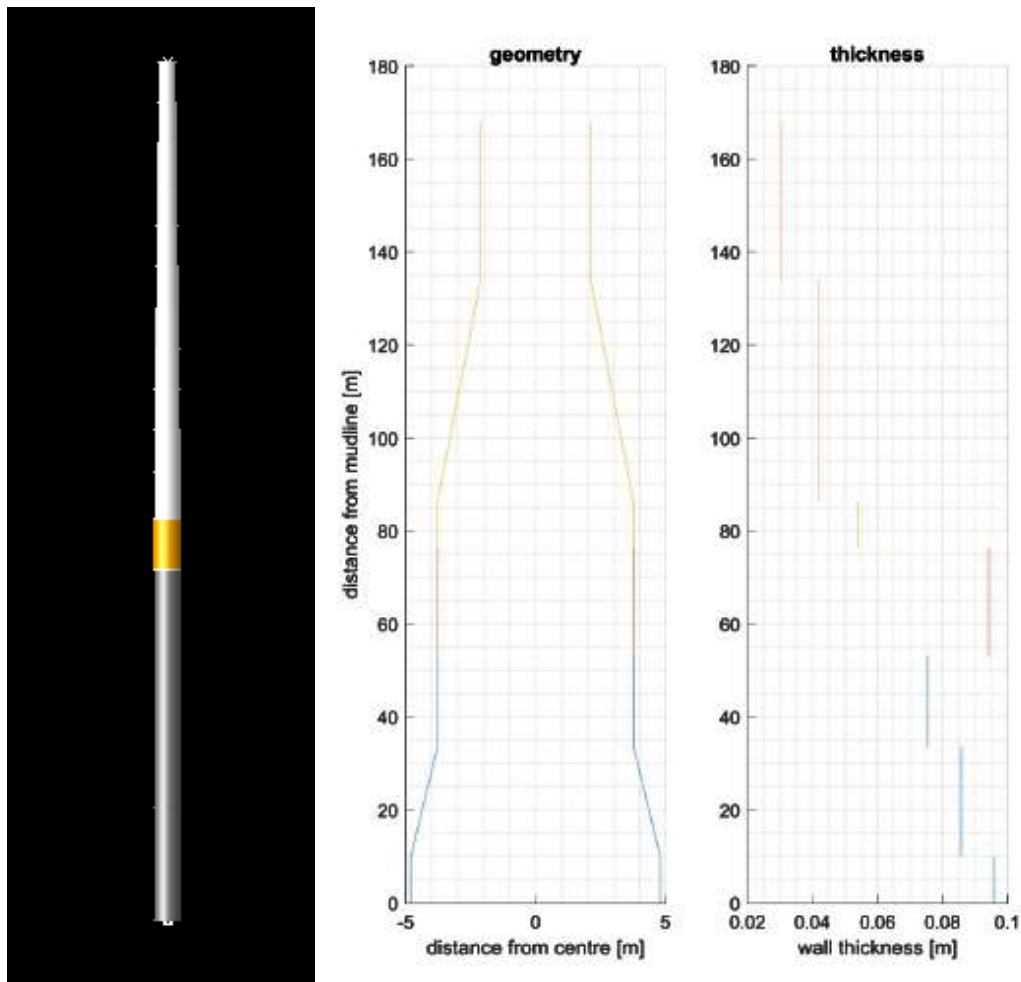
4.5 Permodelan Struktur

Seperti yang telah dijelaskan pada Tabel 4.3 dan Tabel 4.4 struktur yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah tipe *monopile*. Permodelan struktur akan dilakukan pada *software* SACS 5.6. Perbedaan dari kedua struktur ini adalah lokasi penempatannya serta kedalaman, dimana substruktur A ditempatkan pada kedalaman 23.25 meter dan substruktur B ditempatkan pada kedalaman 56.77 meter. Untuk permodelan pada SACS dapat dilihat pada Gambar 4.9 dan Gambar 4.10.



Gambar 4.9 Permodelan SACS *monopile C* dan referensi (Gentils *et al*,2016)

Seperti yang sudah dijelaskan pada Tabel 4.3 data properti substruktur A ini diambil dari jurnal internasional milik Gentils, Wang dan Kolios (2017). Turbin angin *monopile A* ini akan dipasang pada kedalaman 23.25 meter pada area C milih PHE WMO.

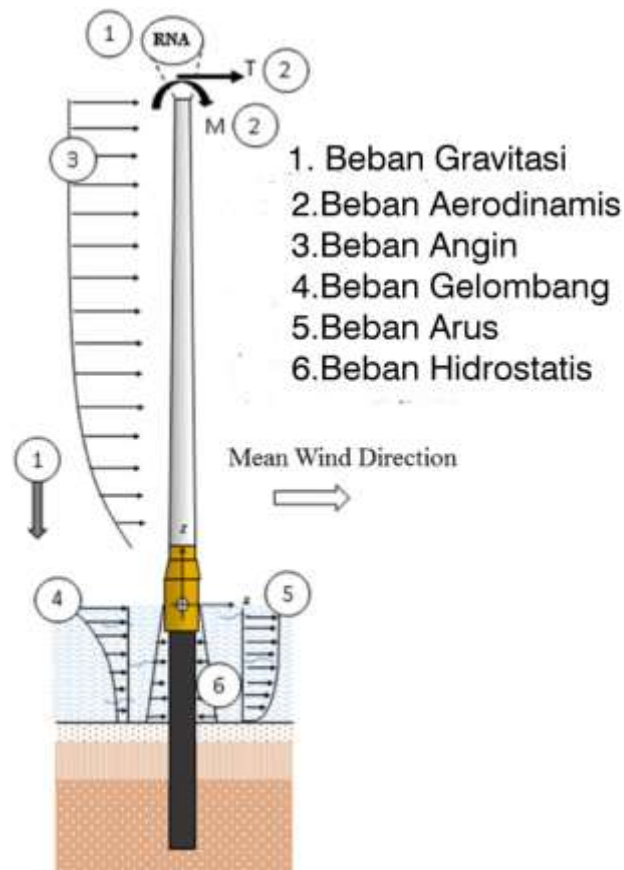


Gambar 4.10 Permodelan SACS *monopile G* dan referensi (Hermans,2016)

Seperti yang sudah dijelaskan pada Tabel 4.3 data properti substruktur B ini diambil dari jurnal internasional milik Hermand dan Peeringa (2016). Turbin angin *monopile A* ini akan dipasang pada kedalaman 23.25 meter pada area C milih PHE WMO.

4.6 Analisis Statis

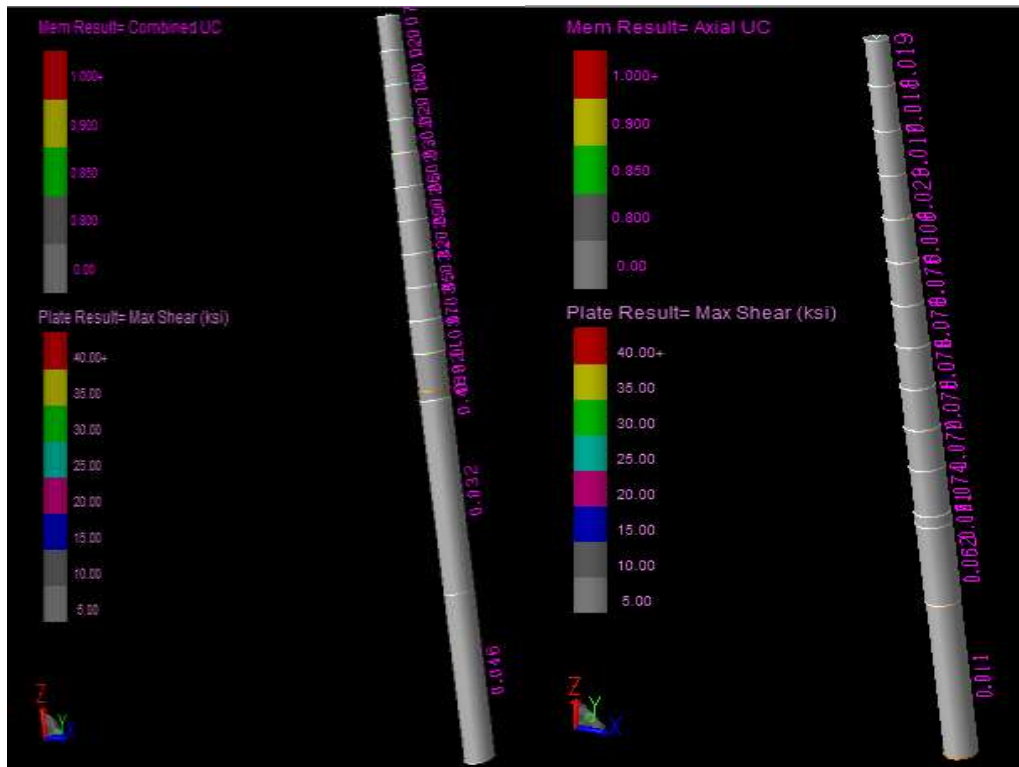
Pada Gambar 4.11 dapat dilihat gaya-gaya yang bekerja pada turbin angin lepas pantai. Gaya-gaya ini kemudian akan dikombinasikan satu sama lain untuk mendapatkan *load combination*. Tujuan beban kombinasi ini adalah untuk mengecek kekuatan struktur apakah struktur turbin angin lepas pantai dapat bertahan dengan gaya-gaya yang bekerja.



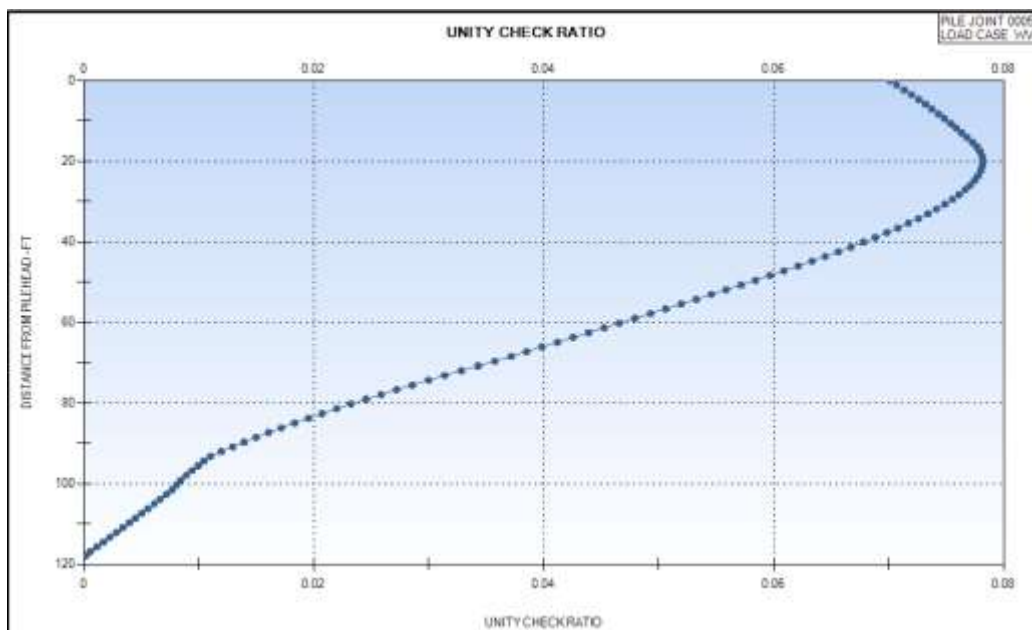
Gambar 4.11 Beban yang bekerja pada turbin angin (dnv,2010)

Dalam *input* beban lingkungan pada permodelan, Beban gravitasi/ beban RNA diambil dari total berat rotor dan *nacelle* pada Tabel 4.2, beban aerodinamis dan angin diambil dari pengolahan data angin pada sub-bab 4.3 yang meliputi beban angin, *thrust force* dan *moment*, sedangkan untuk beban gelombang, arus dan hidrostatik diambil dari pengolahan pada SACS.

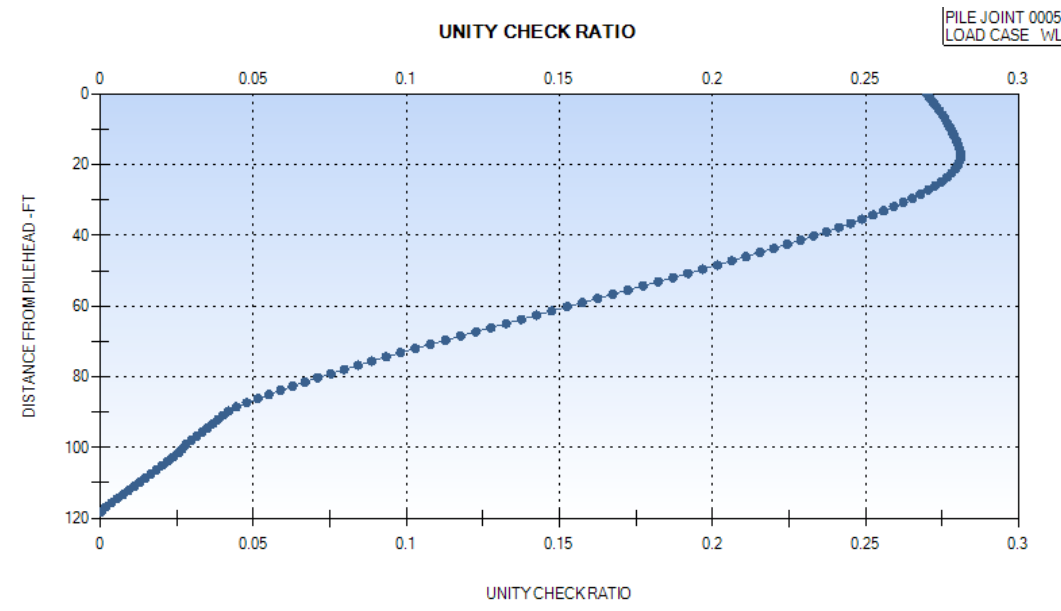
Pada Gambar 4.12 dan Gambar 4.13, hasil pengolahan SACS didapatkan nilai UC pada setiap member dan dapat diambil kesimpulan bahwa struktur ini kuat menahan beban-beban lingkungan. Dapat dilihat juga pada gambar ini bahwa member yang memiliki nilai UC terbesar berada pada ketinggian 20 meter diatas MSL dengan nilai UC 0.076.



Gambar 4.12 Hasil *Unity check* pada Monopile C dan Monopile G



Gambar 4.13 Grafik *Unity check* Monopile C



Gambar 4.14 Grafik *Unity check* Monopile G

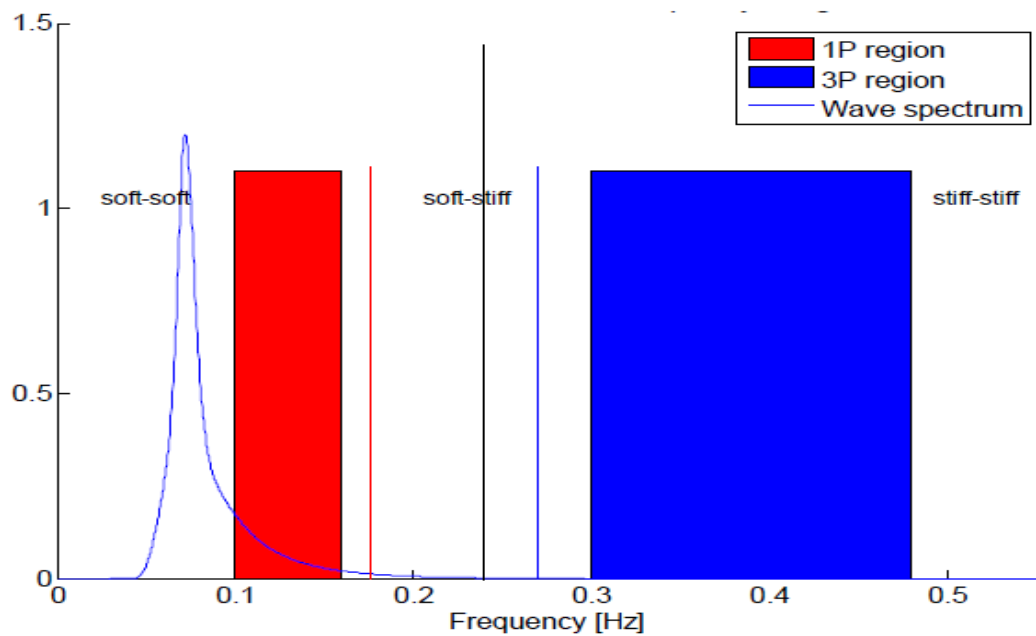
4.7 Analisis Dinamis

Setelah melakukan pengecekan statis tahap berikutnya dalam pengerjaan tugas akhir ini adalah analisis dinamis. Tujuan analisis dinamis ini adalah melakukan pengecekan *mode shape* yang berfungsi sebagai analisa frekuensi struktur terhadap frekuensi lingkungan agar terhindar dari bertemunya kedua frekuensi ini yang akan menyebabkan eksitasi struktur dan menurunkan umur kelelahan struktur.

MODE	FREQ. (CPS)	GEN. MASS	EIGENVALUE	PERIOD (SECS)
1	0.259163	1.1831574E+03	3.7713214E-01	3.8585724
2	0.259197	1.1827928E+03	3.7703524E-01	3.8580767
3	1.058906	1.3678946E+03	2.2590475E-02	0.9443708
4	1.059768	1.3663812E+03	2.2553725E-02	0.9436024
5	2.119047	1.1654618E+03	5.6410366E-03	0.4719102
6	2.119677	1.1666317E+03	5.6376865E-03	0.4717700
7	5.558115	1.1042183E+03	8.1994598E-04	0.1799171
8	5.558882	1.1032345E+03	8.1971959E-04	0.1798923
9	7.739519	2.0141506E+03	4.2287533E-04	0.1292070
10	11.057053	6.2198407E+02	2.0718651E-04	0.0904400
11	11.063940	6.2068601E+02	2.0692864E-04	0.0903837
12	17.184625	5.2344701E+02	8.5774876E-05	0.0581916
13	17.196821	5.2390318E+02	8.5653257E-05	0.0581503
14	23.733526	7.6633550E+02	4.4969257E-05	0.0421345
15	26.303079	7.4642155E+02	3.6612304E-05	0.0380184

Gambar 4.15 *mode shape* pada Monopile C

Mode shape pada sebuah struktur terpancang memengaruhi struktur tersebut dalam merespon gelombang dan angin. Dalam tugas akhir ini, analisis *mode shape* dilakukan dengan SACS 5.6. Hasil akhir dari analisis ini adalah frekuensi, nilai eigenvalue, dan periode struktur. Dari Gambar 4.15 ditunjukkan frekuensi natural pertama pada Monopile C bernilai 3.8 detik atau senilai 0.26 Hz. Untuk pengecekan apakah monopile A bereksitasi terhadap frekuensi 1P dan 3P dapat dilihat pada Gambar 4.16



Gambar 4.16 Ilustrasi grafik eksitasi pada Monopile C (Velarde,2016)

Pada Gambar 4.16 ditunjukkan pengujian nilai frekuensi natural pertama Monopile C terhadap eksitasi 1P dan 3P dan spektra gelombang. Sumbu x pada grafik menunjukkan nilai frekuensi yang dihasilkan dari range 0-05 Hz, sedangkan sumbu y menunjukkan energi yang dihasilkan tiap-tiap variabel. Pada garis hitam soft stiff region adalah nilai frekuensi monopile C dan dapat ditarik kesimpulan tidak terjadi eksitasi pada monoplie A terhadap area 1P dan 3P.

Programmer's File Editor

File Edit Options Template Execute Macro Window Help

dynlst.dyn

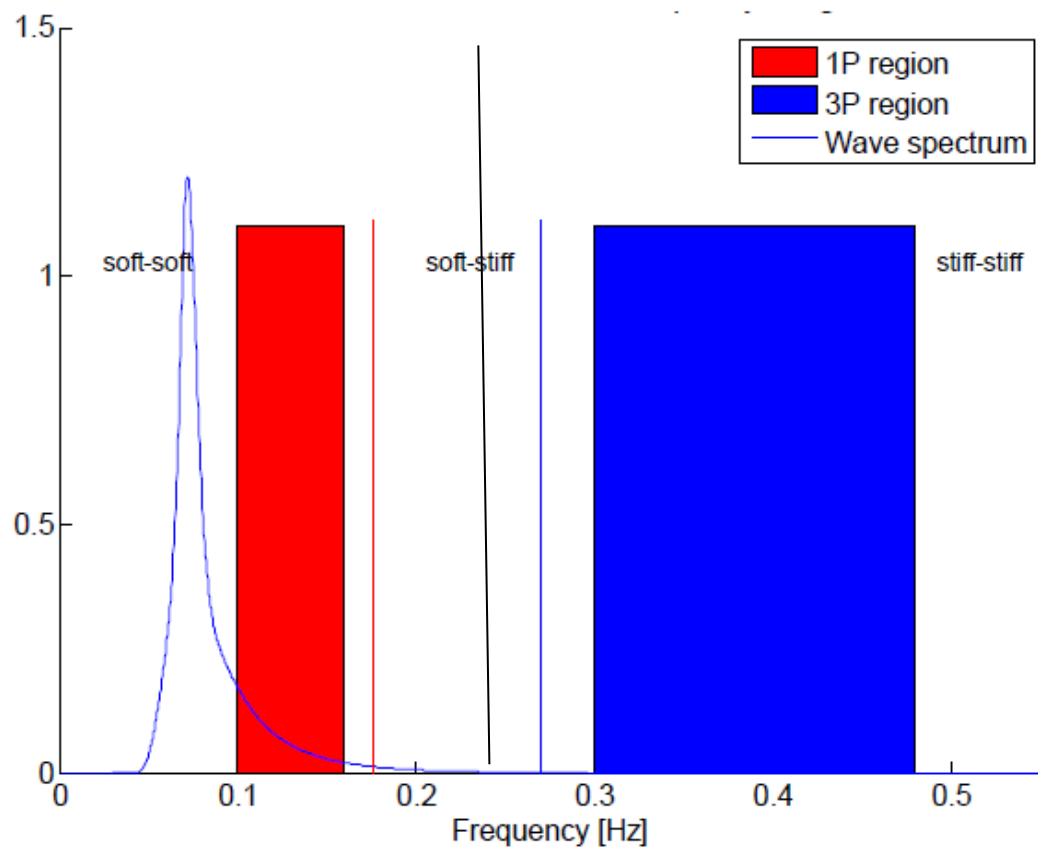
SACS V8i SELECTseries 3 (v5.6) its D

SACS IU-FREQUENCIES AND GENERALIZED MASS

MODE	FREQ.(CPS)	GEN. MASS	EIGENVALUE	PERIOD(SECS)
1	0.273903	4.9993609E+03	3.3763472E-01	3.6509294
2	0.274029	4.9937655E+03	3.3732438E-01	3.6492511
3	0.801376	2.2458277E+03	3.9442810E-02	1.2478541
4	0.801539	2.2466559E+03	3.9426745E-02	1.2475999
5	2.341636	8.0281539E+03	4.6195684E-03	0.4270518
6	2.343123	8.0133590E+03	4.6137064E-03	0.4267808
7	5.108598	1.9348298E+03	9.7059215E-04	0.1957484
8	5.109310	1.9352026E+03	9.7032169E-04	0.1957211
9	7.309114	5.0646722E+03	4.7414454E-04	0.1368155
10	11.868181	3.8587452E+03	1.7983405E-04	0.0842589
11	11.872643	3.8496393E+03	1.7969889E-04	0.0842272

Gambar 4.17 *mode shape* pada Monopile G

Mode shape pada sebuah struktur terpancang memengaruhi struktur tersebut dalam merespon gelombang dan angin. Dari Gambar 4.17 ditunjukkan frekuensi natural pertama pada Monopile B bernilai 3.65 detik atau senilai 0.277 Hz. Untuk pengecekan apakah monopile A bereksitasi terhadap frekuensi 1P dan 3P dapat dilihat pada Gambar 4.18



Gambar 4.18 Ilustrasi grafik eksitasi pada Monopile G (Velarde,2016)

Mode shape pada sebuah struktur terpancang memengaruhi struktur tersebut dalam merespon gelombang dan angin. Dari Gambar 4.17 ditunjukkan frekuensi natural pertama pada Monopile G bernilai 3.65 detik atau senilai 0.277 Hz. Untuk pengecekan apakah monopile G bereksitasi terhadap frekuensi 1P dan 3P dapat dilihat pada Gambar 4.18

4.8 Analisis Umur Kelelahan

Analisis umur kelelahan atau fatigue adalah analisis terakhir dalam analisis umur kelelahan pada tugas akhir ini. Analisis fatigue dilakukan pada program SACS 5.6 dengan integrasi FAST. Metode perhitungan stress yang dilakukan pada turbin angin lepas pantai berbeda dengan metode yang dilakukan pada struktur anjungan biasa. Metode rainflow counting pada domain waktu digunakan untuk menghitung jumlah siklus stress yang bekerja selama masa operasi turbin angin lepas pantai.

0003 0005-0003 PL	TUB	393.70	4.921	1.26	1.26	1.26	1.26	.3357463	T	59.56879
0003 0003-0001 SUB	TUB	393.70	3.937	1.26	1.26	1.26	1.26	.8631632	T	23.17059

Gambar 4.19 Nilai umur kelelahan pada Monopile C

Pada Gambar 4.19 ditunjukkan hasil analisis fatigue pada SACS 5.6, diambil satu nilai kelelahan kritis pada bagian turbin angin monopile A. Dan dapat dilihat pada gambar, joint 0003 SUB yang terletak pada seabed adalah joint dengan umur kelelahan terkecil sebesar 23 tahun.

0003 0005-0003 PL	TUB	393.70	4.921	1.26	1.26	1.26	1.26	.4028955	T	49.64066
0003 0003-0001 SUB	TUB	393.70	3.937	1.26	1.26	1.26	1.26	1.035796	T	19.30082

Gambar 4.20 Nilai umur kelelahan pada Monopile G

Pada Gambar 4.20 ditunjukkan hasil analisis fatigue pada SACS 5.6, diambil satu nilai kelelahan kritis pada bagian turbin angin monopile A. Dan dapat dilihat pada gambar, joint 0003 SUB yang terletak pada seabed adalah joint dengan umur kelelahan terkecil sebesar 23 tahun.

4.9 Analisis Biaya Turbin Angin Lepas Pantai

Analisis biaya turbin angin lepas pantai didasari pada sub-bab 2.2.18. Analisis biaya ini mengacu pada penelitian Dicorat (2011) dimana persamaan analisis biaya didapat dari hasil regresi biaya proyek turbin berukuran 2.5 MW-5MW yang sudah dilakukan selama lebih dari 10 tahun. Hasil analisis biaya pada tugas akhir ini dapat dilihat pada Tabel 4.9

Tabel 4.25 Hasil analisis biaya turbin angin lepas pantai monopile C

Cost Centre	Biaya [€]	% of CI
CWT	€ 4,809,906.03	49.77
Cf	€ 2,911,914.75	24.62
Ccs	€ 521,222.00	6.46
Cis	€ 637,050.00	6.84
CTS	€ 772,182.00	8.91
CRPR	€ -	0
CSE	€ 96,552.00	1.18
CP	€ 9,748,826.78	97.78
CD(Biaya operasi 20 tahun)	€ 389,953.07	2.22
CI(PENGELUARAN TOTAL)	€ 10,138,779.85	100
	IDR 162,220,477,575.08	
Biaya operasi 1 tahun	€ 19,497.65	

Pada Tabel 4.25 dapat dilihat presentase biaya pondasi dan turbin angin memenuhi 75% dari hasil proyek. Dapat diambil kesimpulan bahwa pemilihan turbin angin dan kedalaman pondasi yang tepat sangat krusial dalam keekonomisan proyek turbin angin lepas pantai. Perhitungan biaya turbin angin lepas pantai didasari persamaan yang ditemukan oleh Dicatorato (2011) dan dalam persamaan ini digunakan kurs Euro sebagai mata uangnya. Pada tugas akhir ini untuk memudahkan pembacaan *Levelized Cost of Energy* (LCOE), kurs euro tersebut akan di konversikan menjadi rupiah.

Tabel 4.26 Hasil analisis biaya turbin angin lepas pantai monopile G

Cost Centre	Biaya [€]	% of CI
CWT	€ 4,809,906.03	41.66
Cf	€ 4,275,235.00	36.9
Ccs	€ 647,171.00	5.6
Cis	€ 618,473.00	5.3
CTS	€ 945,132.00	8.1
CRPR	€ -	0
CSE	€ 96,552.00	1.18
CP	€ 11,392,469.03	97.78
CD(Biaya operasi 20 tahun)	€ 455,698.76	2.22
CI(PENGELUARAN TOTAL)	€ 11,848,167.79	100
	IDR 189,570,684,590.12	
Biaya operasi 1 tahun	€ 22,784.94	

Pada Tabel 4.26 dapat dilihat presentase biaya pondasi dan turbin angin memenuhi 81.5 % dari hasil proyek. Dapat diambil kesimpulan bahwa pemilihan turbin angin dan kedalaman pondasi yang tepat sangat krusial dalam keekonomisan proyek turbin angin lepas pantai. Perhitungan biaya turbin angin lepas pantai didasari persamaan yang ditemukan oleh Dicorato (2011) dan dalam persamaan ini digunakan kurs Euro sebagai mata uangnya. Pada tugas akhir ini untuk memudahkan pembacaan *Levelized Cost of Energy* (LCOE), kurs euro tersebut akan di konversikan menjadi rupiah.

4.10 Analisis Investasi Turbin Angin Lepas Pantai

Setelah didapatkan biaya total proyek yang harus dikeluarkan dalam membangun satu turbin angin lepas pantai ini, dilanjutkan dengan analisis investasi turbin angin lepas pantai. Analisis investasi ini digunakan untuk menentukan apakah turbin angin lepas pantai dapat diimplementasi secara ekonomis atau tidak. Dalam analisis investasi ini digunakan metode *Net Present Value*, *Interest Rate of Return* (IRR), serta *Levelized Cost of Energy* (LCOE).

Hasil Analisis investasi ini dapat dilihat pada Tabel 4.27 sebagai berikut.

Tabel 4.27 Penghasilan turbin angin lepas pantai dalam setahun

AEP	5MW x 38.29% x 24 Jam x 356 hari X 1 tahun		
	16771.02	MWH/TAHUN	
	16771020.00	KWH/TAHUN	
	335420400	KWH/20TAHUN	
Harga jual ke PLN/KWH	€	0.12	
penghasilan setahun	€	2,012,522.40	

Tabel 4.27 menunjukkan *Annual Energy Production* (AEP) dari turbin angin lepas pantai yang meliputi energi yang dihasilkan turbin angin selama setahun, harga penjualan ke PLN dan penghasilan selama setahun. Harga penjualan ke PLN didasari oleh KPMESDM NO 1404 K/20/MEM/2017 tentang besaran biaya pokok penyediaan pembangkitan PLN terhadap berbagai daerah di Indonesia. Pada tugas akhir ini harga jual yang digunakan adalah harga jual PLN ke Madura. Hal ini didasari oleh pembuatan turbin angin lepas pantai di lepas pantai Madura Barat. Harga jual pokok ke daerah Madura berdasarkan KPMESDM senilai Rp.

1964 atau setara dengan 0.12 € . Dari analisis ini juga didapatkan penghasilan setahun apabila penjualan listrik yang dihasilkan turbin angin ke madura senilai 2.012.522 € dalam setahun.

Tabel 4.28 Analisis NPV, IRR dan LCOE Monopile C

Year	Expenditures	Gross Income Stream	Net Income Stream	Present Value	Net Present Value of Income Stream
0	€ 10,138,779.85			1	€ (10,138,779.85)
1	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.921	€ 1,993,024.75
2	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.84	€ 1,835,575.79
3	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.78	€ 1,674,140.79
4	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.71	€ 1,554,559.30
5	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.66	€ 1,415,047.57
6	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.61	€ 1,315,396.33
7	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.56	€ 1,215,745.10
8	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.51	€ 1,116,093.86
9	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.47	€ 1,016,442.62
10	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.43	€ 936,721.63
11	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.4	€ 857,000.64
12	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.37	€ 797,209.90
13	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.34	€ 737,419.16
14	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.31	€ 677,628.41
15	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.29	€ 617,837.67
16	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.26	€ 577,977.18
17	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.24	€ 518,186.43
18	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.22	€ 478,325.94
19	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.2	€ 438,465.44
20	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.19	€ 398,604.95
21	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.17	€ 378,674.70
22	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.153	€ 338,814.21
23	€ (19,497.65)	€ 2,012,522.40	1993024.746	0.136	€ 304,932.79
				TOTAL INCOME	€ 21,193,825.15
				NPV	€ 11,055,045.30
				IRR	11.4%
				LCOE (EUR/kwh)	€ 0.0632
				LCOE (IDR/kwh)	1010.973699

Berdasarkan Gambar 4.16 hasil analisis umur kelelahan pada Monopile adalah 23 tahun. Umur kelelahan ini menjadi acuan untuk menentukan berapa lama monopile A dapat digunakan untuk menghasilkan energi. Pada Tabel 4.25 ditunjukkan perhitungan biaya turbin angin lepas pantai tipe monopile A selama 23 tahun. Dapat diberi kesimpulan bahwa hasil NPV, IRR dan LCOE monopile memberikan hasil yang positif secara ekonomi. Dengan LCOE bernilai Rp. 1010 rupiah. Menurut jurnal Mauricio (2009), nilai LCOE diesel adalah 0.15 USD atau setara dengan Rp. 2.120 rupiah. Hasil ini menunjukkan bahwa nilai LCOE monopile A lebih ekonomis 50 % dari LCOE diesel.

Tabel 4.29 Analisis NPV, IRR dan LCOE Monopile G

Year	Expenditures	Gross Income Stream	Net Income Stream	Present Value	Net Present Value of Income Stream
0	€ 11,848,167.79			1	€ (11,848,167.00)
1	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.921	€ 1,989,737.46
2	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.84	€ 1,832,548.20
3	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.78	€ 1,671,379.47
4	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.71	€ 1,551,995.22
5	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.66	€ 1,412,713.60
6	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.61	€ 1,313,226.72
7	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.56	€ 1,213,739.85
8	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.51	€ 1,114,252.98
9	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.47	€ 1,014,766.11
10	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.43	€ 935,176.61
11	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.4	€ 855,587.11
12	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.37	€ 795,894.98
13	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.34	€ 736,202.86
14	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.31	€ 676,510.74
15	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.29	€ 616,818.61
16	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.26	€ 577,023.86
17	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.24	€ 517,331.74
18	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.22	€ 477,536.99
19	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.2	€ 437,742.24
20	€ (22,784.94)	€ 2,012,522.40	1989737.462	0.19	€ -
				TOTAL INCOME	€ 19,740,185.36
				NPV	€ 7,892,018.36
				IRR	8.0%
				LCOE (EUR/kwh)	€ 0.0760
				LCOE (IDR/kwh)	1276.55

Berdasarkan Gambar 4.17 hasil analisis umur kelelahan pada Monopile adalah 23 tahun. Umur kelelahan ini menjadi acuan untuk menentukan berapa lama monopile B dapat digunakan untuk menghasilkan energi. Pada Tabel 4.26 ditunjukkan perhitungan biaya turbin angin lepas pantai tipe monopile B selama 19 tahun. Dapat diberi kesimpulan bahwa hasil NPV, IRR dan LCOE monopile memberikan hasil yang positif secara ekonomi. Dengan LCOE bernilai Rp. 941.63 rupiah. Menurut jurnal Mauricio (2009), nilai LCOE diesel adalah 0.15 USD atau setara dengan Rp. 2.120 rupiah. Hasil ini meunjukkan bahwa nilai LCOE monopile B lebih ekonomis 50 % dari LCOE diesel.

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

- Pada tugas akhir ini skenario penempatan turbin angin lepas pantai dilakukan di wilayah kerja PHE WMO di lepas pantai Madura Barat yaitu di area C dan G pada kedalaman 23.25 meter dan 56.77 meter. Area ini dipilih untuk membandingkan umur substruktur dan hubungannya dengan tingkat ekonomisnya dalam menghasilkan energi listrik.
- Hasil analisa umur kelelahan membutuhkan *monopile C* pada kedalaman 23.25 memiliki umur kelelahan 23 tahun. Umur kelelahan lebih tinggi dibandingkan dengan *monopile G* dengan umur kelelahan 19 tahun
- *Monopile C* memiliki nilai LCOE sebesar 1010 IDR/KWh , lebih tinggi dari nilai LCOE *monopile G* dengan nilai LCOE 1276 IDR/KWh.

5.2 Saran

- Pada tugas akhir ini dibuat batasan masalah bahwa analisis umur kelehan dilakukan pada kondisi satu arah. Perlu dilanjutkan penelitian lebih lanjut untuk analisis 8 arah. Dengan tujuan perhitungan umur kelelahan yang lebih akurat.
- Pada tugas akhir ini parameter *damping* aerodinamika dan hidrodinamika diabaikan karena keterbatasan pengerjaan tugas akhir. Pada penelitian selanjutnya diharapkan kedua parameter ini tidak diabaikan.

DAFTAR PUSTAKA

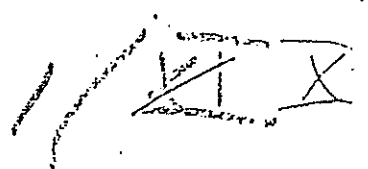
- Anderson M. C. (2016). *The Hybrid Monopile: Design of a novel foundation structure for large offshore wind turbines in intermediate water depths*. Netherlands: TU Delft
- Commission IE, IEC 61400-3 (2009) *Wind Turbines—Part 3: Design Requirements for Offshore Wind Turbines*, Geneva: Switzerland.
- Djarmiko E. B. (2012). *Perilaku dan Operabilitas Bangunan Laut di Atas Gelombang Acak*. Surabaya: ITS press
- DNV OS J-101.(2014). *Design Of Offshore Wind Turbine Structures*. Norwegia : DNV.
- DNV RP-C205 (2007), *environmental conditions and environmental loads*. Norwegia : DNV.
- Dicorato,M., F.g., Pisani,M., Trovato,M.(2011). *Guidelines for Assessment of Investment Cost for Offshore Wind Generation*. Renewable Energy, P.2043-2051.
- Faltinsen, O. M. (1990). *Sea Loads on Ships and Offshore Structures*. Cambridge University Press.
- Gentils T. WangL. Kolios A. *Integrated structural optimisation of offshore wind turbine support structures based on finite element analysis and genetic algorithm*. Applied Energy, p. 187-204
- Hermans K. W., Peeringa J. M. (2016). *Future XL monopile foundation design for a 10 MW wind turbine in deep water*. ECN-E--16-069
- Ismail N,(1998), *Kanal Rayleigh Fading pada Komunikasi CDMA*, Elektro Indonesia, Edisi ke Dua Belas, Maret 1998
- Karimirad, M.(2014). *Offshore Energy Structure*, New York: Springer Cham Heidelberg
- Kim,J.Oh,K.Kang,K.,Lee,j.(2013).*Site Selection of offshore wind farms around the Korean Peninsula through economic evaluation*:Renewable Energy,p. 189-195.
- Lynn, P.A..(2012). *Onshore and Offshore Wind Energy*. United Kingdom : John Wiley & sons
- Malik M.G. (2016). *Hydrodynamic Modelling Effects on Fatigue Calculations for Monopile Offshore Wind Turbines*. Norwegia: NTNU
- Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers A.L.(2009).*Wind Energy Explained Theory, Design, and Application*, United Kingdom : John Wiley & sons

- PHE WMO. (2013). *Final Report: Metocean Data Integration Study for WMO Field*
- Quang M. A.(2012). *Design monopile foundation of offshore wind turbines. Belgium : university of liège*
- Sarpkaya & Isaacson,(1982). *Mechanics of Wave Forces on Offshore Structures*. New York : Van Nostrand Reinhold.
- Shin y.(2012). *Analysis of economic Feasibility of Offshore Wind Power – Focusing on China and Korea-*
- Sarpkaya, T. (1977), *in-line and transverse forces on cylinders in oscillatory flow at high reynolds-numbers*. Journal of Ship Research, J. Ship Res, J Ship Res. 21(4): p. 200-216.
- Trøen T. L. (2014). *Fatigue Loads on Large Diameter Monopile Foundations of Offshore Wind Turbines*. Norwegia; NTNU
- Velarde, J. (2016). *Design of Monopile Foundations to Support the DTU 10 MW Offshore Wind Turbine*. Norwegia: NTNU
- Weibull, W. (1951) *A Statistical Distribution Function of Wide Applicability*. *Journal of Applied Mechanics*, 18, 293-297.

LAMPIRAN I
DATA TANAH

Soil and Foundation Investigation Report

800-1 X



Aw.

SOIL AND FOUNDATION INVESTIGATION

"A-W" LOCATION

POLENG FIELD, JAVA SEA

* * *

Report

to

INDONESIA CITIES SERVICE, INC.
Jakarta, Indonesia

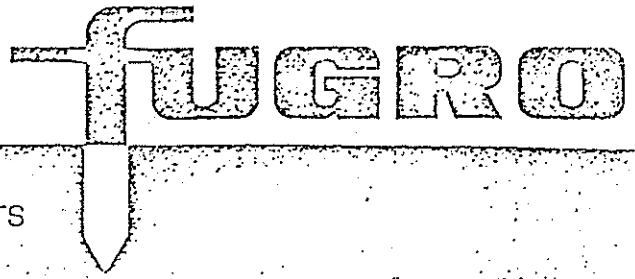
* * *

by

FUGRO GULF, INC.
Houston, Texas

Report No. 75-001
April, 1975

Fugro



FUGRO GULF, INC. / CONSULTING ENGINEERS AND GEOLOGISTS

Jack J. Schoustra, President
V. N. Vijayvergiya, Ph.D., Vice President
Berry R. Grubbs, Vice President

Report No. 75-001
April 15, 1975

Indonesia Cities Service, Inc.
Tromol POS 61 - Jkt
Jakarta, Indonesia

Attn: Mr. Güimar Vaca Coca, Chief Engineer

SOIL AND FOUNDATION INVESTIGATION
"A-W" LOCATION
POLENG FIELD, JAVA SEA

Gentlemen:

Presented herein is the report on our study of soil and foundation conditions at the location proposed for the construction of an offshore platform at "A-W" Location of the Poleng Field in the Java Sea. This investigation was authorized by Mr. M. A. Reber on January 9, 1975. Planning of the field investigation and the scope of the engineering analyses were coordinated through Mr. Robert R. Harry of Cities Service International, Inc. in Houston and Mr. T. E. Rees of Cities Service Oil Company in Tulsa, Oklahoma.

Preliminary design information related to soil conditions and axial load capacity of 30-in. OD piles was transmitted to Mr. Jim Moore of Cities Service Oil Company in Tulsa, Oklahoma on February 28, 1975. Advanced final p-y and axial load capacity data were transmitted verbally to Mr. Moore on April 4, 1975. Final design information is included here in greater detail, along with the field and laboratory test data.

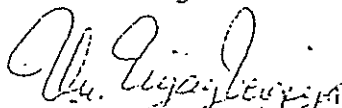
We appreciate this opportunity to be of service to you. Please contact us when we can be of further assistance.

Very truly yours,

FUGRO GULF, INC.



Robert C. Gaffin
Staff Engineer



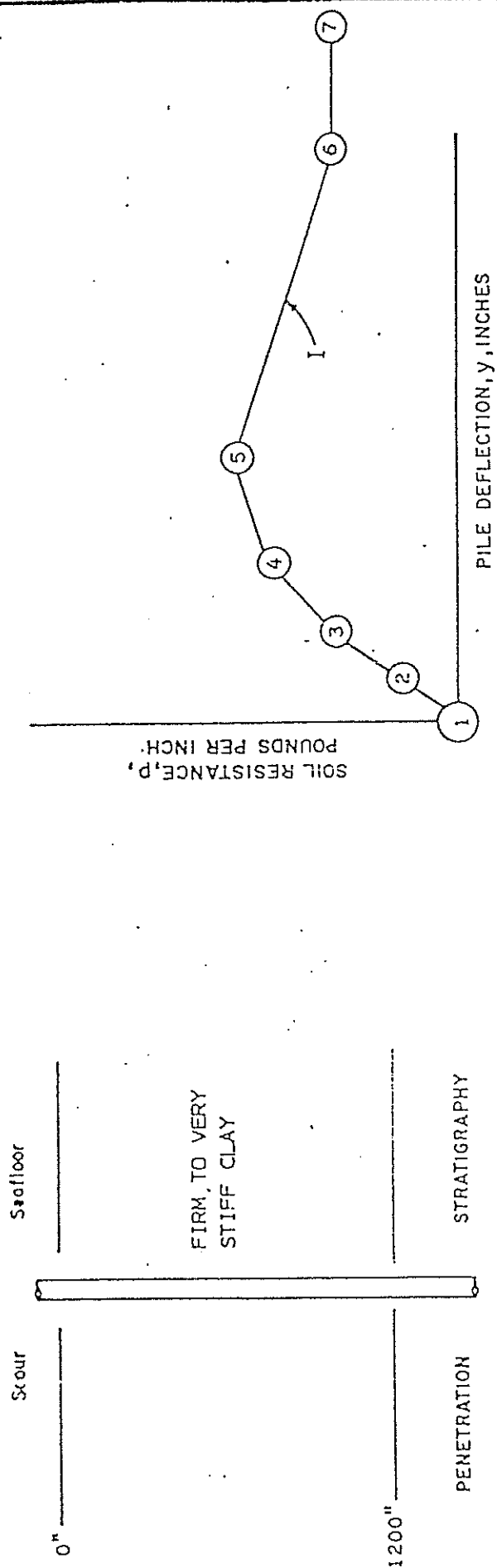
V. N. Vijayvergiya, Ph.D., P.E.
Vice President

VNV/RCG:pa

Copies Submitted:

Indonesia Cities Service, Inc.	(2)
Cities Service International, Inc.	(1)
Cities Service Oil Co.	(2)

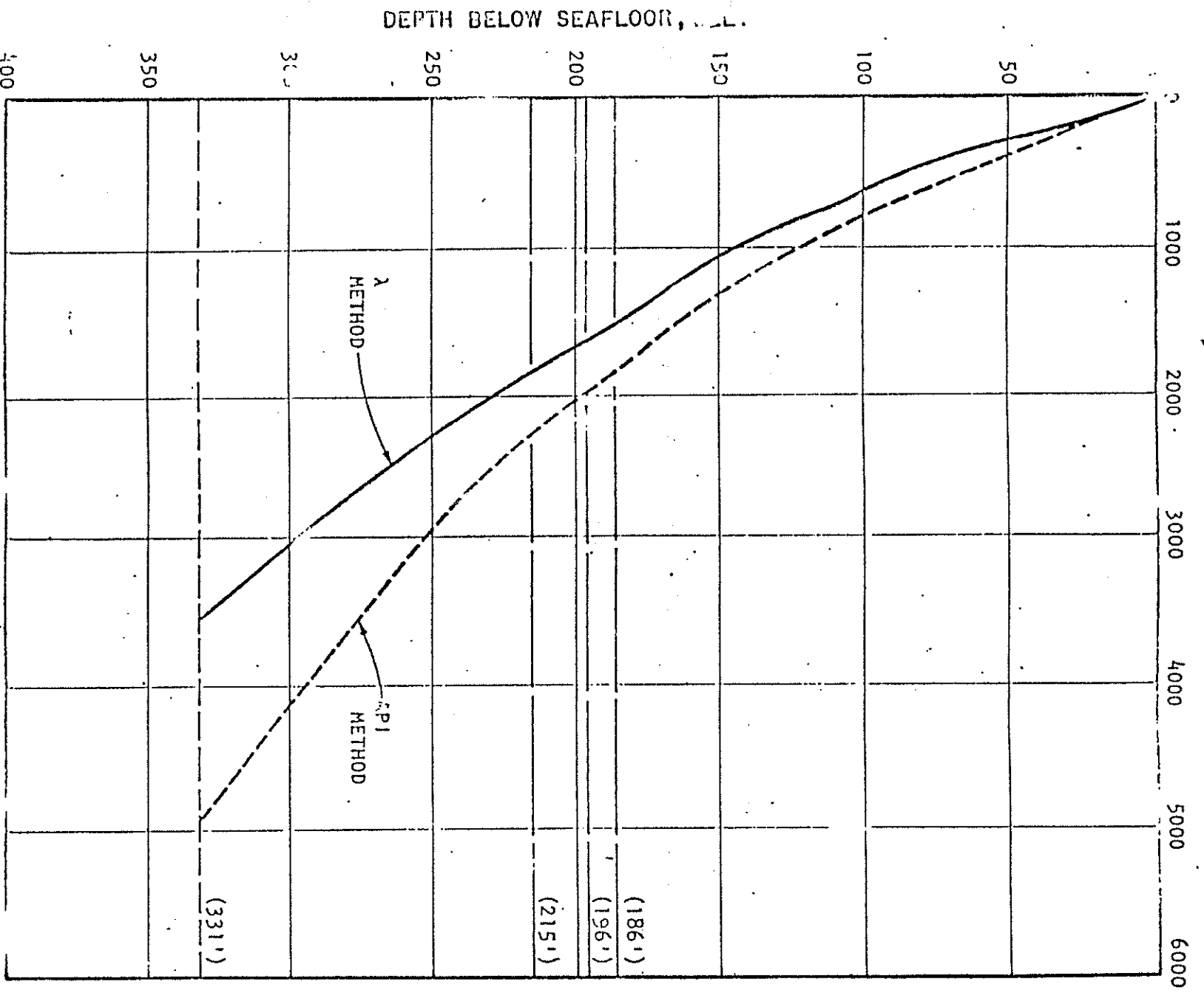
PENETRATION IN INCHES	TYPICAL CURVE	COORDINATES OF CURVE POINTS															
		y_1	p_1	y_2	p_2	y_3	p_3	y_4	p_4	y_5	p_5	y_6	p_6	y_7	p_7	y_8	p_8
0	I	0	0	0.06	86	0.17	128	0.56	189	1.69	270	8.40	189	30	189		
192	I	0	0	0.06	474	0.17	701	0.56	1031	1.69	1484	8.40	1031	30	1031		
193	I	0	0	0.05	647	0.14	956	0.45	1407	1.35	2025	6.75	1407	30	1407		
828	I	0	0	0.05	647	0.14	956	0.45	1407	1.35	2025	6.75	1407	30	1407		
829	I	0	0	0.03	1035	0.09	1530	0.30	2251	0.90	3241	4.50	2251	30	2251		
1200	I	0	0	0.03	1035	0.09	1530	0.30	2251	0.90	3241	4.50	2251	30	2251		



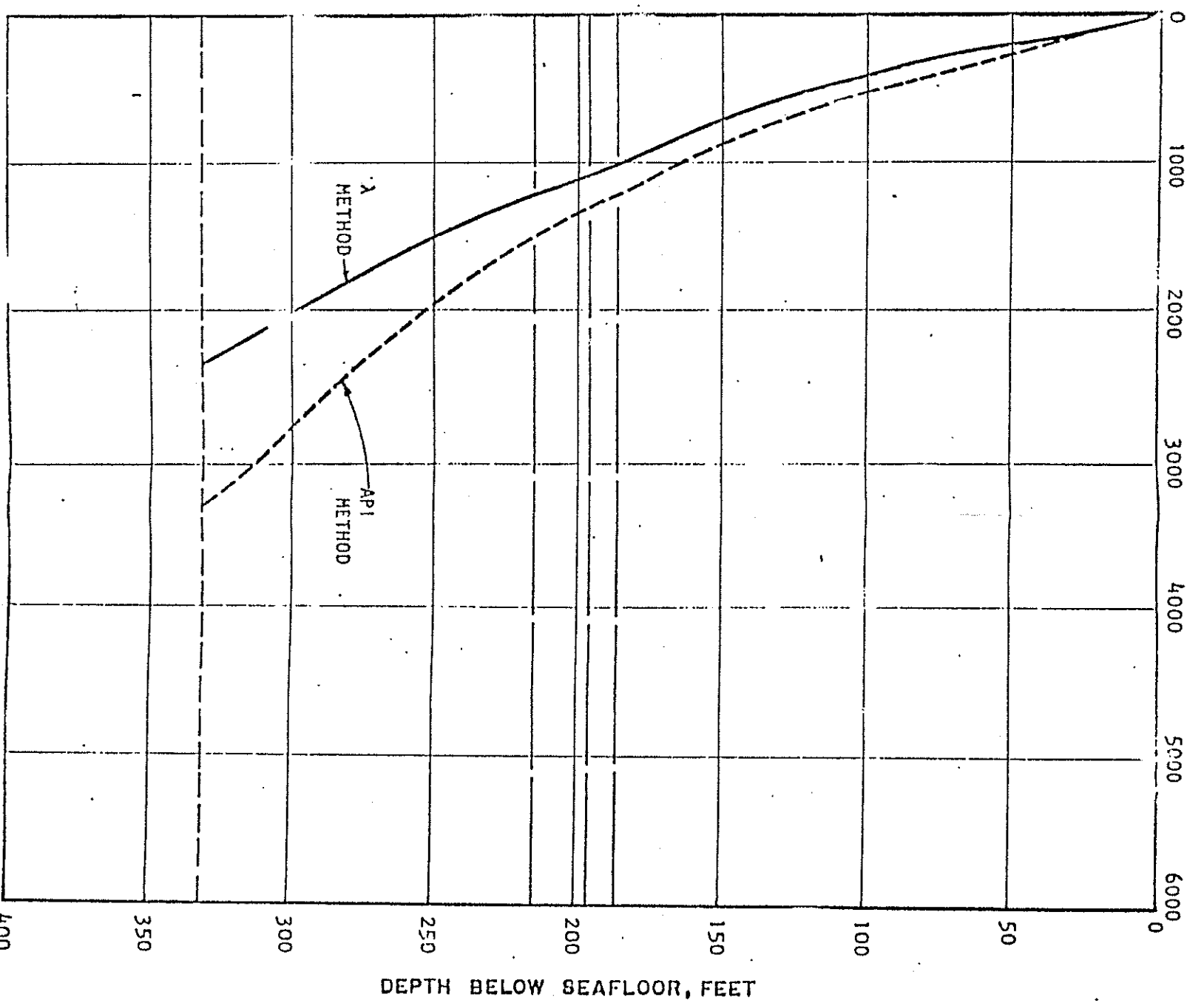
SOIL RESISTANCE-PILE DEFLECTION ($p-y$) DATA

30-IN. DIAMETER PILE
BORING AT 'A-W' LOCATION, POLENG FIELD

ULTIMATE CAPACITY (TENSION), KIPS

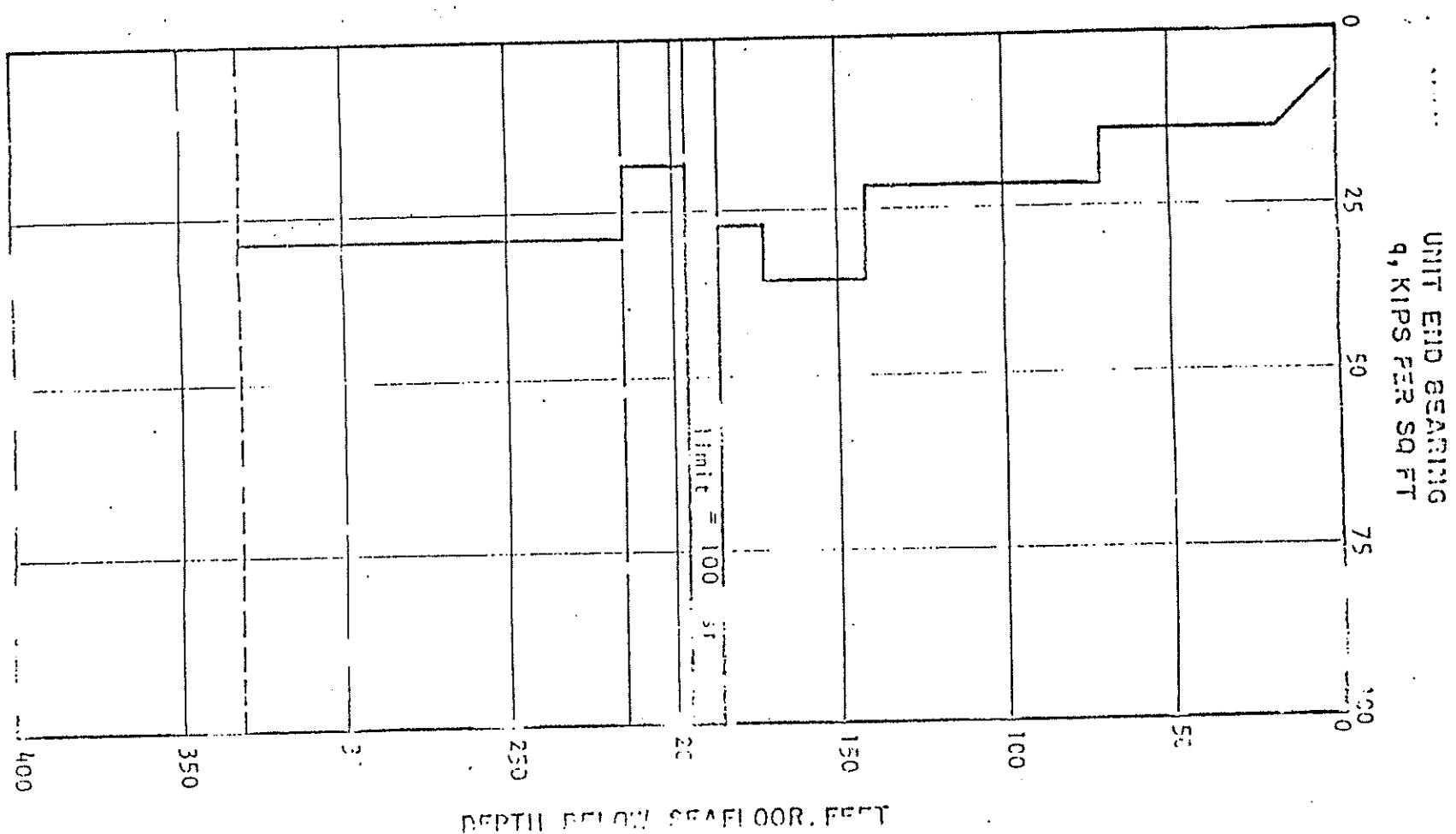
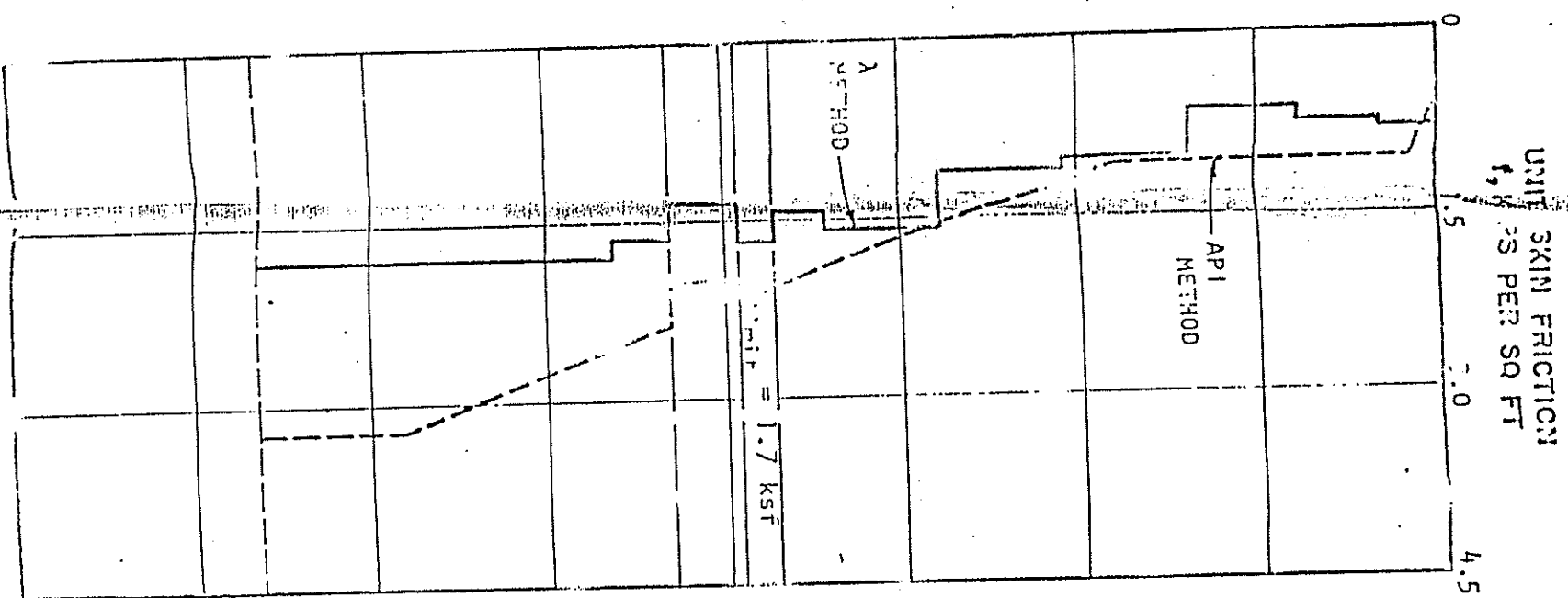
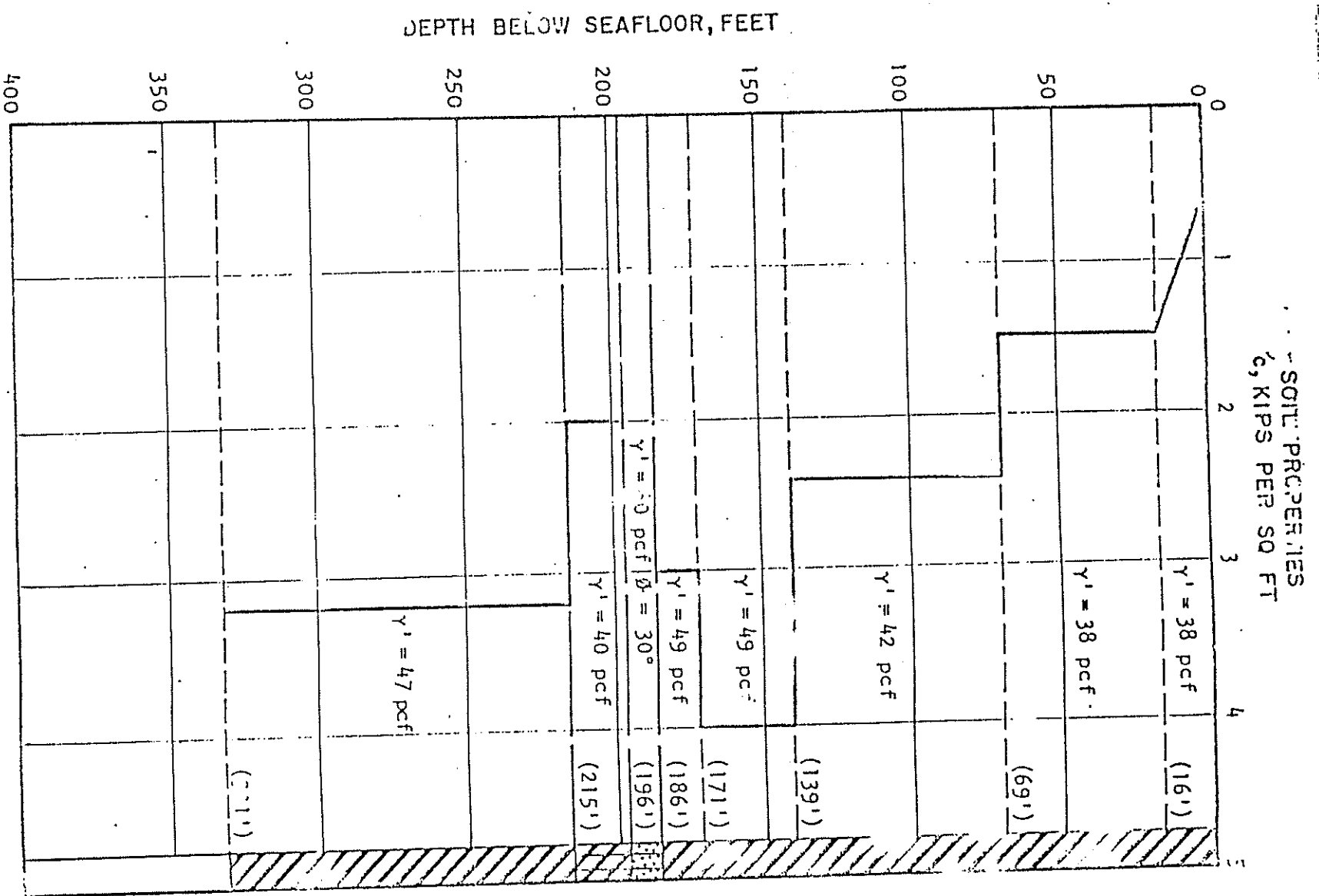


RECOMMENDED CAPACITY (TENSION), KIPS



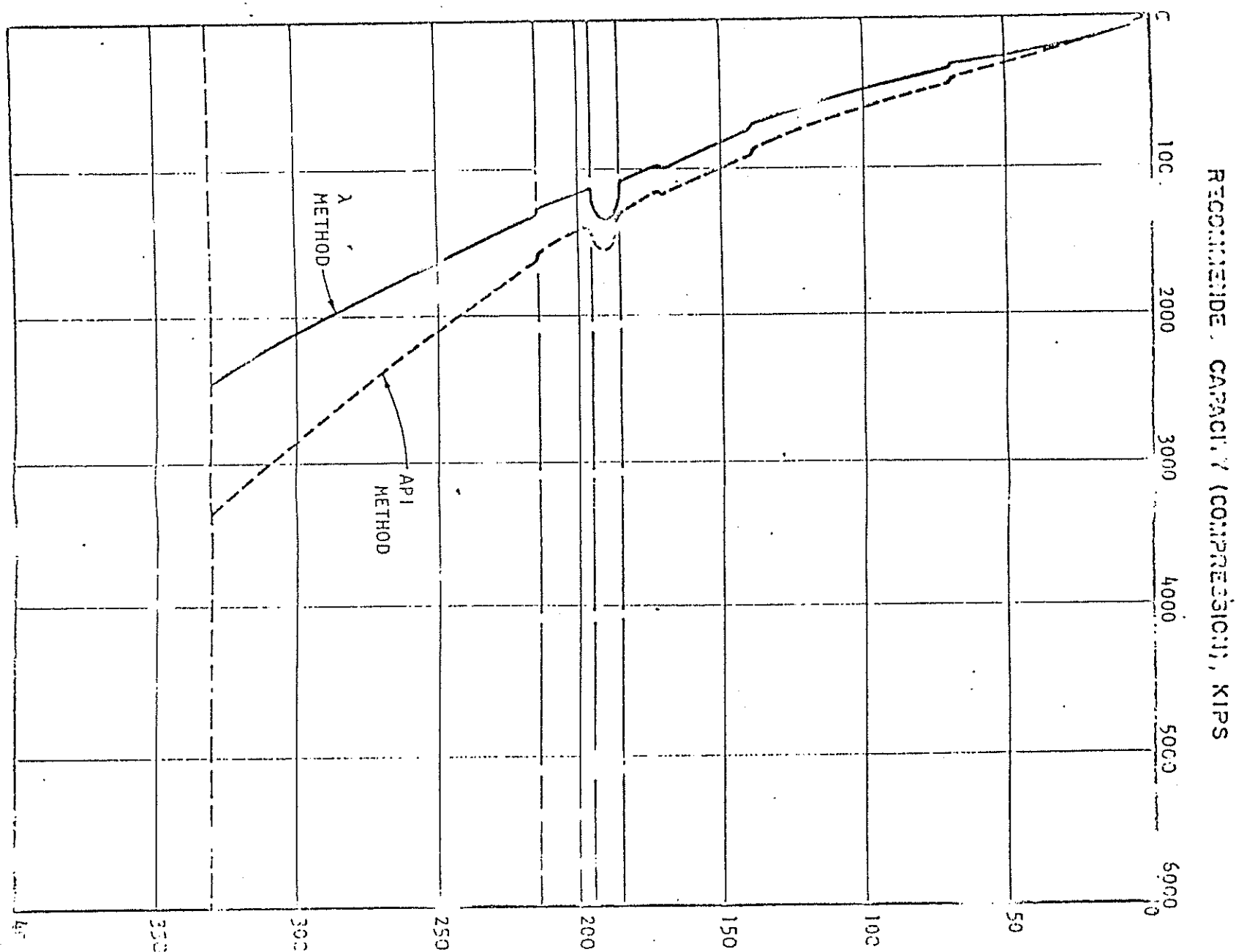
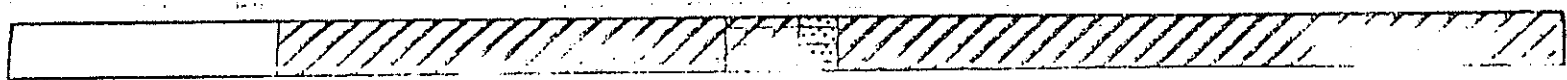
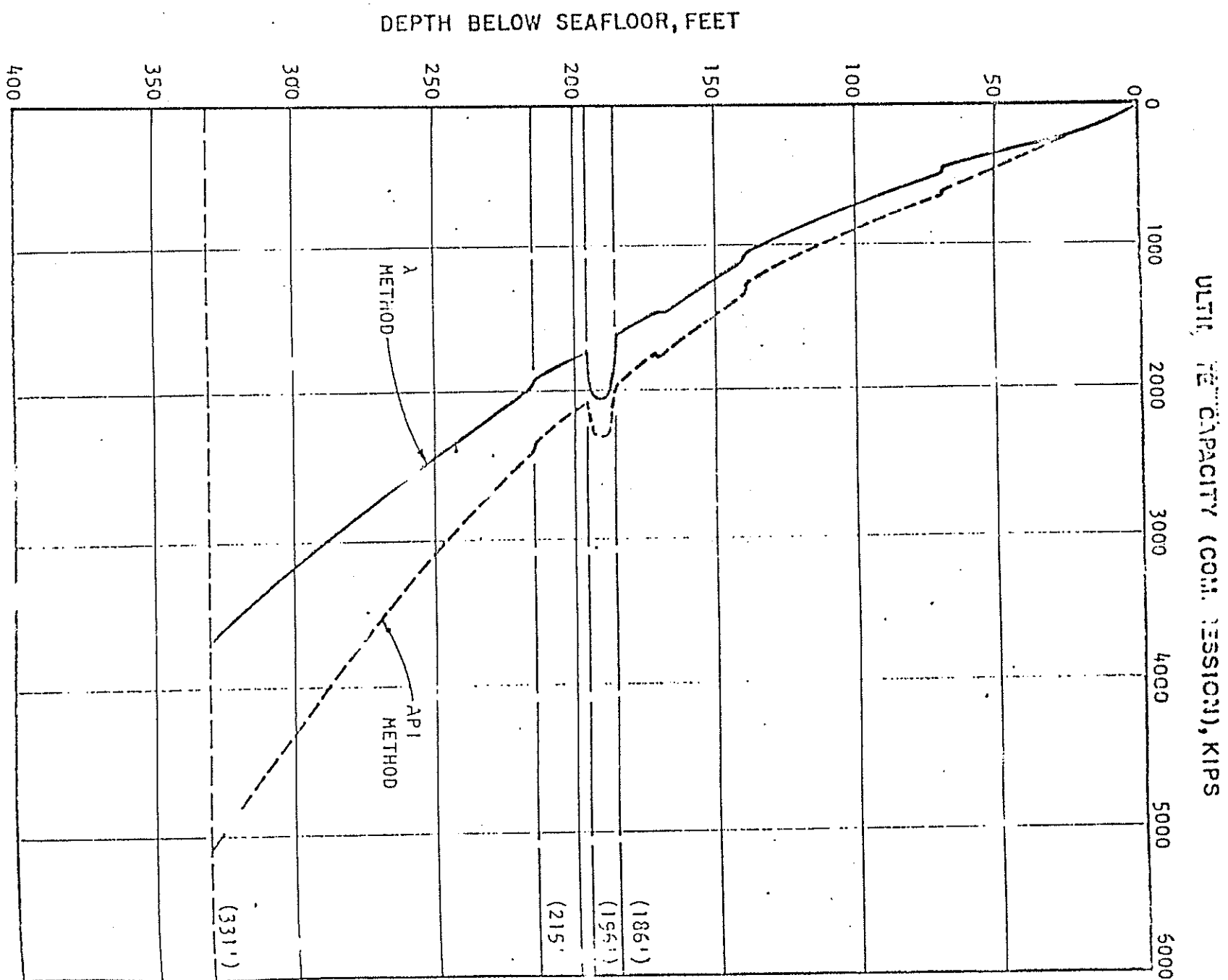
PILE CAPACITY CURVES (TENSION)

30-IN. DIAMETER PILE
BORING AT "A-W" LOCATION, JAWA SEA, INDONESIA



SOIL PROPERTIES AND PILE CAPACITY

BORINGS AT "A-W" LOCATION, POLENG FIELD
JAVA SEA, II DRESIA



PILE CAPACITY CURVES (COMPRESSION)

30-IN. OD PIPE PILE
BC INS AT 11-1/2" LOCATION, POLING FIELD
JIVE SEA, INDONESIA

LAMPIRAN II

DATA LINGKUNGAN

Final Report

Metocean Data Integration Study for WMO Field

Prepared : Andoyo Wurjanto, Ph.D. (Technical Metocean Expert)
Jouonta Erry Jaya Siahaan, ST. MT.

Volume 1: Report

Volume 2: Appendices

November, 1st 2013

1 INTRODUCTION

1.1 Background

WMO block is an offshore oil & gas field located on the Northwest of Madura Island which consist of number of facilities supported by an onshore base and gas receiving facilities located in Gresik, East Java. First activity in the WMO block was began in 1984 and was successful in introducing oil & gas production to East Java with completion of gas pipeline project in 1993. Since 7th May 2011 PT Pertamina Hulu Energi WMO is the operator of the West Madura Production Sharing Contract (PSC).

PHE WMO is now engaged in oil & gas exploration and production activities in this area. New developments and facilities will contribute substantial increases to the Company's current oil and gas production capacities. Regarding to development process, PHE WMO needs an update of its metocean database. The available data is very limited and the latest data available is for year 2002 which is never been verified up to the present time.

Figure 1.1 WMO area, located on the north of Madura strait & Madura island.



1.2 Objectives

The objective of this study is to provide metocean data of WMO block for PHE to base the new development and facilities design. Data provided will be an integration of references from any relevant source obtained.

1.3 Location of Metocean Data

According to PHE-WMO plan, metocean data is required for PHE-WMO pertinent facilities as been selected by PHE. The following table lists the name of intended facilities, water depth, and its coordinate in latitude and longitude.

Table 1.1 PHE WMO Facilities Location Depth and Coordinate

No.	Facilities	Charted Depth (m)		Coordinate	
		Datum at MSL	Datum at LLWL (LAT)	Latitude	Longitude
1.	ORF*	5.39	4.36	S 7° 10' 14.52"	E 112° 39' 58.42"
2.	Jack Up Rig CPP KE 2B-1	16.85	15.79	S 6° 51' 29.30"	E 112° 56' 49.23"
3.	Satellite Platform KE 2A-6	16.85	15.79	S 6° 51' 09.76"	E 112° 57' 17.43"
4.	Satellite Platform KE 2A-4	16.85	15.79	S 6° 51' 30.47"	E 112° 57' 49.26"
5.	Satellite Platform KE 2A-5	16.85	15.79	S 6° 51' 42.74"	E 112° 57' 56.39"
6.	Satellite Platform KE 2B-5	16.85	15.79	S 6° 51' 23.13"	E 112° 57' 10.17"
7.	SBM	20.39	19.33	S 6° 50' 40.00"	E 112° 56' 45.00"
8.	KE 30	23.25	22.19	S 6° 50' 33.82"	E 113° 02' 46.41"
9.	DW Platform	51.90	50.87	S 6° 42' 20.33"	E 112° 53' 44.13"
10.	PHE 44 Platform	51.10	49.93	S 6° 40' 58.98"	E 112° 46' 10.67"
11.	PHE 48 Platform	51.10	49.93	S 6° 42' 15.35"	E 112° 47' 03.66"
12.	PHE 29 Platform	51.10	49.93	S 6° 40' 50.65"	E 112° 50' 09.22"
13.	CW Platform	51.10	49.93	S 6° 41' 53.10"	E 112° 53' 07.87"
14.	PHE 7 Platform	49.10	47.89	S 6° 41' 10.73"	E 112° 41' 34.04"
15.	CPP2	51.10	49.91	S 6° 39' 00.77"	E 112° 49' 24.73"
16.	KE 5-6 Platform	53.72	52.71	S 6° 37' 25.12"	E 112° 48' 46.08"
17.	KE 2 Flare	16.85	15.79	S 6° 51' 36.54"	E 112° 56' 49.46"
18.	Living Quarter	53.72	52.71	S 6° 39' 04.26"	E 112° 49' 29.80"
19.	KE 5 CPP	53.72	52.71	S 6° 39' 04.26"	E 112° 49' 25.96"
20.	PHE 24 Platform	54.00	52.97	S 6° 38' 30.38"	E 112° 51' 31.41"
21.	AW Flare	56.77	55.74	S 6° 39' 31.85"	E 112° 55' 04.26"
22.	AW Platform	55.71	54.68	S 6° 39' 38.66"	E 112° 55' 06.26"
23.	BW Platform	56.39	55.36	S 6° 41' 09.08"	E 112° 54' 36.34"
24.	PPP	54.86	53.83	S 6° 39' 40.35"	E 112° 55' 08.38"
25.	KE 40 POD	57.07	56.10	S 6° 35' 37.76"	E 112° 44' 31.10"
26.	PHE 12 Platform	56.10	54.91	S 6° 35' 03.95"	E 112° 49' 19.69"
27.	KE 6 Platform	56.77	55.76	S 6° 36' 28.71"	E 112° 48' 50.52"
28.	KE 23 Platform	55.25	54.22	S 6° 37' 26.11"	E 112° 55' 47.60"
29.	KE 32 Platform	59.39	58.38	S 6° 33' 30.21"	E 112° 49' 50.28"
30.	KE 38 Platform	60.10	59.08	S 6° 29' 03.05"	E 112° 51' 36.67"
31.	PHE 58	62.10	60.91	S 6° 21' 16.29"	E 113° 01' 33.16"
32.	PHE 57	62.10	60.91	S 6° 21' 35.72"	E 112° 58' 56.26"
33.	PHE 50	62.10	60.91	S 6° 22' 23.63"	E 112° 57' 10.75"
34.	PHE 53	62.10	60.91	S 6° 24' 19.97"	E 112° 57' 26.08"
35.	PHE 52	58.10	56.91	S 6° 26' 37.87"	E 112° 56' 47.42"
36.	PHE 51	55.10	53.91	S 6° 29' 25.42"	E 112° 56' 45.77"
37.	PHE 38B	60.10	59.08	S 6° 31' 29.27"	E 112° 53' 01.14"
38.	PHE 39	62.48	61.47	S 6° 25' 43.35"	E 112° 54' 09.00"
39.	PHE 54	61.26	60.25	S 6° 28' 14.57"	E 112° 54' 42.40"

* depth of water at considered area near ORF

5.2.1.3 Omni and Directional Wind at Cluster C

Return Period	Wind Speed (m/s) and Direction (from which)																
	Omni	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1-Year																	
60-min wind	11.71	11.71	4.64	5.28	7.21	9.88	10.24	8.95	6.67	5.78	5.86	6.27	8.83	10.55	10.71	7.53	5.09
10-min wind	12.06	12.06	4.78	5.44	7.43	10.18	10.55	9.22	6.87	5.95	6.04	6.46	9.09	10.87	11.03	7.76	5.24
3-min wind	12.41	12.41	4.92	5.60	7.64	10.47	10.85	9.49	7.07	6.13	6.21	6.65	9.36	11.18	11.35	7.98	5.40
2-min wind	12.53	12.53	4.96	5.65	7.71	10.57	10.96	9.58	7.14	6.18	6.27	6.71	9.45	11.29	11.46	8.06	5.45
1-min wind	12.88	12.88	5.10	5.81	7.93	10.87	11.26	9.85	7.34	6.36	6.45	6.90	9.71	11.61	11.78	8.28	5.60
3-sec gust	15.22	15.22	6.03	6.86	9.37	12.84	13.31	11.64	8.67	7.51	7.62	8.15	11.48	13.72	13.92	9.79	6.62
10-Years																	
60-min wind	14.89	14.89	8.86	8.55	11.38	12.75	12.69	11.02	8.47	7.94	8.50	9.96	12.21	14.40	14.77	11.61	8.36
10-min wind	15.34	15.34	9.13	8.81	11.72	13.13	13.07	11.35	8.72	8.18	8.76	10.26	12.58	14.83	15.21	11.96	8.61
3-min wind	15.78	15.78	9.39	9.06	12.06	13.52	13.45	11.68	8.98	8.42	9.01	10.56	12.94	15.26	15.66	12.31	8.86
2-min wind	15.93	15.93	9.48	9.15	12.18	13.64	13.58	11.79	9.06	8.50	9.10	10.66	13.06	15.41	15.80	12.42	8.95
1-min wind	16.38	16.38	9.75	9.41	12.52	14.03	13.96	12.12	9.32	8.73	9.35	10.96	13.43	15.84	16.25	12.77	9.20
3-sec gust	19.36	19.36	11.52	11.12	14.79	16.58	16.50	14.33	11.01	10.32	11.05	12.95	15.87	18.72	19.20	15.09	10.87
50-Years																	
60-min wind	16.76	16.46	10.93	10.15	13.42	14.16	13.90	12.03	9.36	9.00	9.80	11.76	13.86	16.28	16.76	13.60	9.97
10-min wind	17.26	16.95	11.26	10.45	13.82	14.58	14.32	12.39	9.64	9.27	10.09	12.11	14.28	16.77	17.26	14.01	10.27
3-min wind	17.77	17.45	11.59	10.76	14.23	15.01	14.73	12.75	9.92	9.54	10.39	12.47	14.69	17.26	17.77	14.42	10.57
2-min wind	17.93	17.61	11.70	10.86	14.36	15.15	14.87	12.87	10.02	9.63	10.49	12.58	14.83	17.42	17.93	14.55	10.67
1-min wind	18.44	18.11	12.02	11.17	14.76	15.58	15.29	13.23	10.30	9.90	10.78	12.94	15.25	17.91	18.44	14.96	10.97
3-sec gust	21.79	21.40	14.21	13.20	17.45	18.41	18.07	15.64	12.17	11.70	12.74	15.29	18.02	21.16	21.79	17.68	12.96
100-Years																	
60-min wind	17.60	17.12	11.80	10.83	14.29	14.75	14.40	12.46	9.73	9.44	10.34	12.53	14.56	17.08	17.60	14.45	10.65
10-min wind	18.13	17.63	12.15	11.15	14.72	15.19	14.83	12.83	10.02	9.72	10.65	12.91	15.00	17.59	18.13	14.88	10.97
3-min wind	18.66	18.15	12.51	11.48	15.15	15.64	15.26	13.21	10.31	10.01	10.96	13.28	15.43	18.10	18.66	15.32	11.29
2-min wind	18.83	18.32	12.63	11.59	15.29	15.78	15.41	13.33	10.41	10.10	11.06	13.41	15.58	18.28	18.83	15.46	11.40
1-min wind	19.36	18.83	12.98	11.91	15.72	16.23	15.84	13.71	10.70	10.38	11.37	13.78	16.02	18.79	19.36	15.90	11.72
3-sec gust	22.88	22.26	15.34	14.08	18.58	19.18	18.72	16.20	12.65	12.27	13.44	16.29	18.93	22.20	22.88	18.79	13.85

5.2.1.7 Omni and Directional Wind at Cluster G

Return Period	Wind Speed (m/s) and Direction (from which)																
	Omni	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1-Year																	
60-min wind	11.55	5.69	5.78	6.21	8.45	10.89	11.31	9.46	7.12	6.49	6.56	7.29	9.65	11.55	8.58	8.58	6.02
10-min wind	11.90	5.86	5.96	6.40	8.71	11.22	11.65	9.75	7.33	6.69	6.76	7.51	9.94	11.90	8.84	8.84	6.20
3-min wind	12.24	6.03	6.13	6.59	8.96	11.54	11.99	10.03	7.55	6.88	6.95	7.73	10.23	12.24	9.10	9.10	6.38
2-min wind	12.36	6.09	6.19	6.65	9.04	11.65	12.10	10.13	7.62	6.95	7.02	7.80	10.32	12.36	9.19	9.19	6.44
1-min wind	12.71	6.26	6.36	6.84	9.30	11.98	12.44	10.41	7.83	7.14	7.22	8.02	10.61	12.71	9.44	9.44	6.62
3-sec gust	15.02	7.40	7.52	8.08	10.99	14.16	14.70	12.30	9.25	8.44	8.53	9.48	12.54	15.02	11.16	11.16	7.83
10-Years																	
60-min wind	14.36	8.11	8.73	8.77	11.70	13.03	13.17	10.97	8.49	8.10	8.60	9.99	12.20	14.36	11.70	11.70	8.44
10-min wind	14.79	8.35	8.99	9.03	12.05	13.42	13.57	11.30	8.74	8.34	8.86	10.29	12.57	14.79	12.05	12.05	8.69
3-min wind	15.22	8.60	9.25	9.30	12.40	13.81	13.96	11.63	9.00	8.59	9.12	10.59	12.93	15.22	12.40	12.40	8.95
2-min wind	15.37	8.68	9.34	9.38	12.52	13.94	14.09	11.74	9.08	8.67	9.20	10.69	13.05	15.37	12.52	12.52	9.03
1-min wind	15.80	8.92	9.60	9.65	12.87	14.33	14.49	12.07	9.34	8.91	9.46	10.99	13.42	15.80	12.87	12.87	9.28
3-sec gust	18.67	10.54	11.35	11.40	15.21	16.94	17.12	14.26	11.04	10.53	11.18	12.99	15.86	18.67	15.21	15.21	10.97
50-Years																	
60-min wind	16.21	9.71	10.68	10.45	13.84	14.44	14.40	11.96	9.39	9.16	9.94	11.76	13.89	16.21	13.75	13.75	10.03
10-min wind	16.70	10.00	11.00	10.76	14.26	14.87	14.83	12.32	9.67	9.43	10.24	12.11	14.31	16.70	14.16	14.16	10.33
3-min wind	17.18	10.29	11.32	11.08	14.67	15.31	15.26	12.68	9.95	9.71	10.54	12.47	14.72	17.18	14.58	14.58	10.63
2-min wind	17.34	10.39	11.43	11.18	14.81	15.45	15.41	12.80	10.05	9.80	10.64	12.58	14.86	17.34	14.71	14.71	10.73
1-min wind	17.83	10.68	11.75	11.50	15.22	15.88	15.84	13.16	10.33	10.08	10.93	12.94	15.28	17.83	15.13	15.13	11.03
3-sec gust	21.07	12.62	13.88	13.59	17.99	18.77	18.72	15.55	12.21	11.91	12.92	15.29	18.06	21.07	17.88	17.88	13.04
100-Years																	
60-min wind	16.99	10.38	11.50	11.16	14.75	15.03	14.91	12.38	9.77	9.61	10.51	12.52	14.60	16.99	14.62	14.62	10.71
10-min wind	17.50	10.69	11.85	11.49	15.19	15.48	15.36	12.75	10.06	9.90	10.83	12.90	15.04	17.50	15.06	15.06	11.03
3-min wind	18.01	11.00	12.19	11.83	15.64	15.93	15.80	13.12	10.36	10.19	11.14	13.27	15.48	18.01	15.50	15.50	11.35
2-min wind	18.18	11.11	12.31	11.94	15.78	16.08	15.95	13.25	10.45	10.28	11.25	13.40	15.62	18.18	15.64	15.64	11.46
1-min wind	18.69	11.42	12.65	12.28	16.23	16.53	16.40	13.62	10.75	10.57	11.56	13.77	16.06	18.69	16.08	16.08	11.78
3-sec gust	22.09	13.49	14.95	14.51	19.18	19.54	19.38	16.09	12.70	12.49	13.66	16.28	18.98	22.09	19.01	19.01	13.92

6.2.2.3 Directional waves heights and periods at Cluster C (Depth = 23.25 m from MSL)

Return Period	Wave Height (m) and Associated Periods (second) For All Direction (to which)																
	Omni	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1-Year																	
Hs	1.68	0.70	0.05	0.03	0.05	0.10	1.60	1.68	0.62	0.34	0.25	0.37	0.87	1.16	0.72	0.14	0.07
Tp	6.37	0.70	0.20	2.04	1.93	2.27	6.22	6.37	4.03	3.32	3.03	0.37	5.01	5.51	3.63	2.59	1.11
Tz	4.95	0.54	0.16	1.59	1.50	1.77	4.84	4.95	3.13	2.58	2.36	0.29	3.90	4.28	2.82	2.01	0.86
Hmax	3.36	1.40	0.10	0.06	0.10	0.20	3.20	3.36	1.24	0.68	0.50	0.74	1.74	2.32	1.44	0.28	0.14
Tmax	5.73	0.63	0.18	1.84	1.74	2.04	5.60	5.73	3.63	2.99	2.73	0.33	4.51	4.96	3.27	2.33	1.00
10-Years																	
Hs	3.15	0.39	0.62	0.63	0.53	0.87	2.90	3.15	1.14	0.89	0.98	0.97	1.84	1.82	1.02	0.72	0.42
Tp	8.46	3.70	5.86	3.77	3.69	4.70	8.08	8.46	5.40	4.49	4.65	0.97	6.80	6.59	5.21	4.60	4.67
Tz	6.58	2.88	4.56	2.93	2.87	3.66	6.28	6.58	4.20	3.49	3.62	0.75	5.29	5.12	4.05	3.58	3.63
Hmax	6.30	0.78	1.24	1.26	1.06	1.74	5.80	6.30	2.28	1.78	1.96	1.94	3.68	3.64	2.04	1.44	0.84
Tmax	7.61	3.33	5.27	3.39	3.32	4.23	7.27	7.61	4.86	4.04	4.19	0.87	6.12	5.93	4.69	4.14	4.20
50-Years																	
Hs	3.87	0.60	1.51	0.93	0.77	1.25	3.54	3.87	1.39	1.16	1.33	1.26	2.32	2.14	1.16	1.00	0.51
Tp	9.48	3.73	8.63	4.62	4.55	5.90	8.99	9.48	6.08	5.06	5.44	1.26	7.67	7.12	5.98	5.58	6.42
Tz	7.37	2.90	6.71	3.59	3.54	4.59	6.99	7.37	4.73	3.93	4.23	0.98	5.96	5.54	4.65	4.34	4.99
Hmax	7.74	1.20	3.02	1.86	1.54	2.50	7.08	7.74	2.78	2.32	2.66	2.52	4.64	4.28	2.32	2.00	1.02
Tmax	8.53	3.36	7.77	4.16	4.10	5.31	8.09	8.53	5.47	4.55	4.90	1.13	6.90	6.41	5.38	5.02	5.78
100-Years																	
Hs	4.18	0.70	2.12	1.05	0.87	1.41	3.81	4.18	1.50	1.28	1.49	1.38	2.52	2.28	1.22	1.12	0.54
Tp	9.91	3.74	9.81	4.97	4.91	6.40	9.38	9.91	6.36	5.30	5.78	1.38	8.04	7.34	6.31	6.00	7.16
Tz	7.71	2.91	7.63	3.86	3.82	4.98	7.29	7.71	4.95	4.12	4.49	1.07	6.25	5.71	4.91	4.67	5.57
Hmax	8.36	1.40	4.24	2.10	1.74	2.82	7.62	8.36	3.00	2.56	2.98	2.76	5.04	4.56	2.44	2.24	1.08
Tmax	8.92	3.37	8.83	4.47	4.42	5.76	8.44	8.92	5.72	4.77	5.20	1.24	7.24	6.61	5.68	5.40	6.44

Return Period	Wave Length and Steepness						JONSWAP Parameters				Crest Height H' (m)
	Depth (m)	h/L	Region	L (m)	L max (m)	Steepness	ω_p	$T_p/\sqrt{H_s}$	α	γ	
1 Year	23.25	0.456	Intermediate Water	50.97	62.11	0.054	0.99	4.91	0.008431	1.10	1.08
10 Year	23.25	0.277	Intermediate Water	83.82	97.41	0.065	0.74	4.77	0.009048	1.31	1.82
50 Year	23.25	0.236	Intermediate Water	98.52	112.32	0.069	0.66	4.82	0.008824	1.23	2.22
100 Year	23.25	0.223	Intermediate Water	104.30	118.21	0.071	0.63	4.85	0.008706	1.19	2.40

6.2.2.7 Directional waves heights and periods at Cluster G (Depth = 54.00 - 56.77 m from MSL)

Return Period	Wave Height (m) and Associated Periods (second) For All Direction (to which)																
	Omni	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1-Year																	
Hs	1.88	0.14	0.17	0.16	0.33	0.72	1.88	1.03	0.38	0.31	0.31	0.40	0.73	1.47	1.07	0.35	0.20
Tp	6.46	2.52	2.69	2.68	2.97	4.22	6.46	5.76	3.38	3.23	3.14	3.27	4.15	5.69	4.87	3.15	2.70
Tz	5.02	1.96	2.09	2.08	2.31	3.28	5.02	4.48	2.63	2.51	2.44	2.54	3.23	4.42	3.79	2.45	2.10
Hmax	3.76	0.28	0.34	0.32	0.66	1.44	3.76	2.06	0.76	0.62	0.62	0.80	1.46	2.94	2.14	0.70	0.40
Tmax	5.81	2.27	2.42	2.41	2.67	3.80	5.81	5.18	3.04	2.91	2.83	2.94	3.74	5.12	4.38	2.84	2.43
10-Years																	
Hs	3.47	0.73	0.87	1.01	1.11	1.91	3.47	2.93	0.91	0.95	0.89	0.98	1.84	2.28	1.50	0.91	0.75
Tp	8.65	3.92	4.10	4.19	4.81	6.64	8.65	8.47	4.75	4.44	4.46	4.64	6.38	6.86	5.65	4.07	3.99
Tz	6.73	3.05	3.19	3.26	3.74	5.16	6.73	6.59	3.69	3.45	3.47	3.61	4.96	5.33	4.39	3.17	3.10
Hmax	6.94	1.46	1.74	2.02	2.22	3.82	6.94	5.86	1.82	1.90	1.78	1.96	3.68	4.56	3.00	1.82	1.50
Tmax	7.79	3.53	3.69	3.77	4.33	5.98	7.79	7.62	4.28	4.00	4.01	4.18	5.74	6.17	5.09	3.66	3.59
50-Years																	
Hs	4.25	1.02	1.21	1.42	1.49	2.50	4.25	3.87	1.17	1.27	1.17	1.26	2.39	2.68	1.72	1.19	1.01
Tp	9.80	4.60	4.79	4.94	5.71	7.83	9.72	9.80	5.42	5.04	5.11	5.31	7.47	7.44	6.03	4.52	4.63
Tz	7.62	3.58	3.73	3.84	4.44	6.09	7.56	7.62	4.21	3.92	3.97	4.13	5.81	5.79	4.69	3.52	3.60
Hmax	8.50	2.04	2.42	2.84	2.98	5.00	8.50	7.74	2.34	2.54	2.34	2.52	4.78	5.36	3.44	2.38	2.02
Tmax	8.82	4.14	4.31	4.45	5.14	7.05	8.75	8.82	4.88	4.54	4.60	4.78	6.72	6.70	5.43	4.07	4.17
100-Years																	
Hs	4.58	1.14	1.36	1.60	1.65	2.74	4.58	4.26	1.28	1.40	1.29	1.38	2.62	2.85	1.81	1.31	1.13
Tp	10.36	4.89	5.08	5.25	6.09	8.33	10.17	10.36	5.71	5.29	5.39	5.60	7.93	7.68	6.19	4.71	4.90
Tz	8.06	3.80	3.95	4.08	4.74	6.48	7.91	8.06	4.44	4.11	4.19	4.35	6.17	5.97	4.81	3.66	3.81
Hmax	9.16	2.28	2.72	3.20	3.30	5.48	9.16	8.52	2.56	2.80	2.58	2.76	5.24	5.70	3.62	2.62	2.26
Tmax	9.32	4.40	4.57	4.73	5.48	7.50	9.15	9.32	5.14	4.76	4.85	5.04	7.14	6.91	5.57	4.24	4.41

Return Period	Wave Length and Steepness						JONSWAP Parameters				Crest Height H' (m)
	Depth (m)	h/L	Region	L (m)	L max (m)	Steepness	ω_p	$T_p/\sqrt{H_s}$	α	γ	
1 Year	56.77	1.076	Deep Water	52.78	65.15	0.058	0.97	4.71	0.009293	1.39	0.99
10 Year	56.77	0.601	Deep Water	94.53	116.32	0.060	0.73	4.64	0.009604	1.51	1.84
50 Year	56.77	0.470	Intermediate Water	120.81	147.66	0.058	0.64	4.75	0.009105	1.33	2.81
100 Year	56.77	0.422	Intermediate Water	134.43	163.55	0.056	0.61	4.84	0.008732	1.20	2.86

LAMPIRAN III
VALIDASI DATA LINGKUNGAN

AREA C

<5.5	5.5-8.0	8.0-10.8	10.8-13.9	13.9	
2336	193	9	0	0	
2033	305	21	0	0	
3027	571	29	0	0	
6851	5282	600	13	0	
20201	48443	13177	686	0	
25863	90614	17137	333	0	133947
18213	26620	1634	8	0	
88582	2222	12	0	0	
5006	526	7	0	0	
5462	613	14	0	0	
8509	1716	80	2	0	
12906	6459	1281	65	0	
19252	18961	7032	1221	28	
18214	17768	6442	1522	110	
10021	3344	397	56	0	
4524	480	15	0	0	
251000	224117	47887	3906	138	
Range (m/s)	mid (m/s)	kejadian	mid x kejadian	kejadian ESE	kej. ESE x mid
0.1-5.4	2.75	251000	690250	25863	71123.25
5.5-7.9	6.7	224117	1501583.9	90614	607113.8
8-10.7	9.35	47887	447743.45	17137	160230.95
10.8-13.9	12.35	3906	48239.1	333	4112.55
13.4-24	18.7	138	2580.6	0	0
		total	2690397.05		842580.55
		U10	6.018139104	U10(ESE)	6.290402547
U10	6.2904025	m/s			
T10	10	menit			
h	10	m			
z	90	m			
T	10	menit			
logarithmic Equation					
U10,90					
$U(T,z) = U_{10} \cdot (1 + 0.137 \ln \frac{z}{h} - 0.047 \ln \frac{T}{T_{10}})$					
8.183938057	m/s				
Turbulence Intensity equation					
$I(U) = \frac{(1.5 + aT)}{(1 + a)U} \cdot I_{15}$					
a	=	5			
I15	=	0.14			
I(U)	=	16%			
karena	I(U)=	σU/U10			
maka,					
σU standard deviation	=	1.304792773			

Validasi Ekstrapolasi kec. Angin		
DNV	FAST	error
8.183938057	7.913	3.4%

Validasi Intensitas Turbulen		
DNV	FAST	error
16%	17.4%	8.4%

AREA G

<5.5	5.5-8.0	8.0-10.8	10.8-13.9	13.9	
2363	212	13	0	0	
2003	310	24	0	0	
2941	613	36	0	0	
7354	6377	841	21	0	
20764	54939	16321	1005	0	
24567	85040	16673	320	0	126600
17041	23300	1490	8	0	
7960	2129	12	0	0	
4700	567	8	0	0	
5095	596	16	0	0	
8182	1833	83	3	0	
12784	6493	1284	79	0	
19016	19225	7101	1214	30	
18548	18233	6827	1563	111	
9921	3393	406	56	0	
4491	495	18	0	0	
167730	223755	51153	4269	141	
Range (m/s)	mid (m/s)	kejadian	mid x kejadian	kejadian ESE	kej. ESE x mid
0.1-5.4	2.75	167730	461257.5	24567	67559.25
5.5-7.9	6.7	223755	1499158.5	85040	569768
8-10.7	9.35	51153	478280.55	16673	155892.55
10.8-13.9	12.35	4269	52722.15	320	3952
13.4-24	18.7	141	2636.7	0	0
		total	2494055.4		797171.8
		U10	5.578943201	U10(ESE)	6.296775671
U10	6.296776	m/s			
T10	10	menit			
h	10	m			
z	90	m			
T	10	menit			
Power Law Equation					
U10,90					
$U(T,z) = U_{10} \cdot (1 + 0.137 \ln \frac{z}{h} - 0.047 \ln \frac{T}{T_{10}})$					
8.192229617		m/s			
Turbulence Intensity equation					
$I(U) = \frac{(1.5 + aIU)}{(1 + a)U} \cdot I_{15}$					
a	=	5			
I15	=	0.14			
I(U)	=	16%			
karena	I(U)=	$\sigma U/U10$			
maka,					
σU standard deviation	=	1.30576			

DNV OS-J-101 hal 37

Periode	Tinggi Gelombang dan arah area C																
	OMNI	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
10 Tahun																	
Hs	3.15	0.39	0.62	0.63	0.53	0.87	2.9	3.15	1.14	0.89	0.98	0.97	1.84	1.82	1.02	0.72	0.42
Tp	8.46	3.7	5.86	3.77	3.69	4.7	8.08	8.46	5.4	4.49	4.65	0.97	6.8	6.59	5.21	4.6	4.67
Tz	6.58	2.88	4.56	2.93	2.87	3.66	6.28	6.58	4.2	3.49	3.62	0.75	5.29	5.12	4.05	3.58	3.63
Hmax	6.3	0.78	1.24	1.26	1.06	1.74	5.8	6.3	2.28	1.78	1.96	1.94	3.68	3.64	2.04	1.44	0.84
Tmax	7.61	3.33	5.27	3.39	3.32	4.23	7.27	7.61	4.86	4.04	4.19	0.87	6.12	5.93	4.69	4.14	4.2

Periode	Tinggi Gelombang dan arah area C																
	OMNI	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
50 Tahun																	
Hs	3.87	0.6	1.51	0.93	0.77	1.25	3.54	3.87	1.39	1.16	1.33	1.26	2.32	2.14	1.16	1	0.51
Tp	9.48	3.73	8.63	4.62	4.55	5.9	8.99	9.48	6.08	5.06	5.44	1.26	7.67	7.12	5.98	5.58	6.42
Tz	7.37	2.9	6.71	3.59	3.54	4.59	6.99	7.37	4.73	3.93	4.23	0.98	5.96	5.54	4.65	4.34	4.99
Hmax	7.74	1.2	3.02	1.86	1.54	2.5	7.08	7.74	2.78	2.32	2.66	2.52	4.64	4.28	2.32	2	1.02
Tmax	8.53	3.36	7.77	4.16	4.1	5.31	8.09	8.53	5.47	4.55	4.9	1.13	6.9	6.41	5.38	5.02	5.78

Periode balik	Tinggi dan kecuraman gelombang						Parameter JONSWAP				Tinggi Puncak H'
	Kedalaman (m)	h/L	Wilayah	L (m)	Lmax(m)	Kecuraman	fp	Tp/VHs	α	γ	
1 Tahun	23.25	0.456	Intermediate Water	50.97	62.11	0.054	0.99	4.91	0.008431	1.1	1.08
10 Tahun	23.25	0.277	Intermediate Water	83.82	97.41	0.065	0.74	4.77	0.009048	1.31	1.82
50 Tahun	23.25	0.236	Intermediate Water	98.52	112.32	0.069	0.66	4.82	0.008824	1.23	2.22
100 Tahun	23.25	0.223	Intermediate Water	104.3	118.21	0.071	0.63	4.85	0.008706	1.19	2.4

Validasi periode 10 tahun

Data awal		Validasi DNV-WMO			
Hs	3.15	DNV	WMO	Error	
Tp	8.46	0.278573	0.277	0.5647%	
Tmax	8.53	4.76667	4.77	-0.0699%	
h	23.35	0.009048	0.009048	0.0035%	
L	83.82	1.307778	1.31	-0.1699%	
H'	1.82	6.056458	6.58	-8.6444%	

Data Olahan				
h/L	=	0.278573133		
fp	=	0.11820331		
f	=	0.117233294		
Tp/VHs	=	4.766669997		
γ		$\exp(5.75-1.15\frac{T_p}{\sqrt{H_S}})$ for $3.6<\frac{T_p}{\sqrt{H_S}}\leq 5$	DNV-OS-J-101 hal 48	
	=	1.307777987		
Tz		$T_z = T_p \sqrt{\frac{5+\gamma}{1+\gamma}}$	DNV-OS-J-101 hal 48	
	=	6.056458362		
α	=	$5 \cdot (H_S^2 f_p^4 / g^2) \cdot (1-0.287 \ln \gamma) \cdot \pi^4$	DNV-OS-J-101 hal 48	
		0.009048318		
s	=	0.069675821		
μ	=	0.205541577		
Ur	=	0.203246609		

LAMPIRAN IV
PENGOLAHAN DATA ANGIN

! This hub-height wind-speed file was generated by TurbSim (v1.06.00, 21-Sep-2012) on 25-May-2018 at 13:13:13.

!

! The requested statistics for this data were:

! Mean Total Wind Speed = 7.913 m/s

! Turbulence Intensity = 17.493%

!

Time (sec)	HorSpd (m/s)	WndDir (deg)	VerSpd (m/s)	HorShr (-)	VerShr (-)	LnVShr (-)	GstSpd (m/s)	Thrust Force KN	Moment kN.m
0	7.03	-9.45	0.53	0	0.098	0	0	124.3295662	11189.66
1	6.55	-13.1	0.18	0	0.098	0	0	107.9310416	9713.794
2	6.84	-5.19	-0.54	0	0.098	0	0	117.6998669	10592.99
3	7.07	-2.88	-0.52	0	0.098	0	0	125.7484371	11317.36
4	7.3	-9.49	-0.21	0	0.098	0	0	134.0631713	12065.69
5	7.65	-14.92	-0.5	0	0.098	0	0	147.2267207	13250.4
6	7.37	-22.74	0.54	0	0.098	0	0	136.6465729	12298.19
7	8.17	-17.45	-0.4	0	0.098	0	0	167.9221095	15112.99
8	7.94	-12.19	0.63	0	0.098	0	0	158.6005808	14274.05
9	7.41	-12.44	0.35	0	0.098	0	0	138.1338716	12432.05
10	7.47	-11.69	0.49	0	0.098	0	0	140.379914	12634.19
11	7.18	-14.01	1.39	0	0.098	0	0	129.6918415	11672.27
12	7.78	-15.13	2.02	0	0.098	0	0	152.2730205	13704.57
13	7.84	-9.04	2.07	0	0.098	0	0	154.6307612	13916.77
14	8.43	-8.62	1.01	0	0.098	0	0	178.7799937	16090.2
15	7.29	-6.03	1.47	0	0.098	0	0	133.6961266	12032.65
16	8.18	-2.77	0.75	0	0.098	0	0	168.3334312	15150.01
17	8.09	-1.81	-0.49	0	0.098	0	0	164.6496499	14818.47
18	7.67	-3.63	0.07	0	0.098	0	0	147.9975399	13319.78
19	8.19	-0.3	0.29	0	0.098	0	0	168.7452559	15187.07
20	7.98	-1.65	0.39	0	0.098	0	0	160.2025967	14418.23
21	6.82	-2.19	-0.16	0	0.098	0	0	117.0125699	10531.13
22	6.55	-4.63	-0.16	0	0.098	0	0	107.9310416	9713.794
23	7.04	-4.07	-0.53	0	0.098	0	0	124.6835292	11221.52
24	6.12	-17.37	-1.06	0	0.098	0	0	94.22510124	8480.259
25	6.11	-7.69	-0.63	0	0.098	0	0	93.91742764	8452.568
26	4.86	-8.74	-0.36	0	0.098	0	0	59.42050069	5347.845
27	6.18	4.28	-0.51	0	0.098	0	0	96.08170886	8647.354
28	6.78	4.83	-0.2	0	0.098	0	0	115.6440136	10407.96
29	6.59	6.41	-0.1	0	0.098	0	0	109.2533085	9832.798
30	6.85	-0.83	-0.45	0	0.098	0	0	118.0442702	10623.98
31	6.15	2.6	-0.29	0	0.098	0	0	95.15114089	8563.603
32	5.07	0.21	0.46	0	0.098	0	0	64.66654932	5819.989
33	5.07	-10.28	-0.15	0	0.098	0	0	64.66654932	5819.989
34	5.7	0.53	0.33	0	0.098	0	0	81.73601871	7356.242

35	6.01	-9.1	-0.31	0	0.098	0	0	90.86836471	8178.153
36	6.18	-0.67	-0.81	0	0.098	0	0	96.08170886	8647.354
37	5.81	-2.84	-0.72	0	0.098	0	0	84.92118255	7642.906
38	5.72	-1.17	-0.81	0	0.098	0	0	82.3106111	7407.955
39	5.1	3.12	-0.64	0	0.098	0	0	65.43409808	5889.069
40	5.18	-7.14	-0.05	0	0.098	0	0	67.50303319	6075.273
41	5.05	-13.58	-0.15	0	0.098	0	0	64.15736587	5774.163
42	5.5	-12.75	0.62	0	0.098	0	0	76.10078689	6849.071
43	5.82	-14.42	0.82	0	0.098	0	0	85.21376178	7669.239
44	5.96	-6.67	-0.21	0	0.098	0	0	89.36270121	8042.643
45	6.02	-4.34	0.15	0	0.098	0	0	91.17100685	8205.391
46	7.56	0.45	0.95	0	0.098	0	0	143.7829399	12940.46
47	7.66	0.4	1.65	0	0.098	0	0	147.6118787	13285.07
48	8.06	1.75	0.96	0	0.098	0	0	163.4307795	14708.77
49	7.88	3.56	0.63	0	0.098	0	0	156.2126513	14059.14
50	6.47	0.31	0.34	0	0.098	0	0	105.3106588	9477.959
51	6.23	-2.01	0.01	0	0.098	0	0	97.64271839	8787.845
52	4.57	-5.4	-0.71	0	0.098	0	0	52.54073799	4728.666
53	5.62	-11.69	-1.22	0	0.098	0	0	79.45777499	7151.2
54	6.99	-11.09	-0.3	0	0.098	0	0	122.9187457	11062.69
55	7.2	-7.76	-0.96	0	0.098	0	0	130.415365	11737.38
56	6.54	-11.3	-1.28	0	0.098	0	0	107.6017328	9684.156
57	6.13	-7.26	-0.62	0	0.098	0	0	94.53327798	8507.995
58	6.39	-5.46	-0.66	0	0.098	0	0	102.7224774	9245.023
59	5.62	-10.28	-0.5	0	0.098	0	0	79.45777499	7151.2
60	5.06	-1.79	0.13	0	0.098	0	0	64.41170602	5797.054
61	6.2	9.29	-0.02	0	0.098	0	0	96.70460324	8703.414
62	5.8	8.79	-0.23	0	0.098	0	0	84.62910648	7616.62
63	6.66	13.2	0.05	0	0.098	0	0	111.5866467	10042.8
64	5.89	10.37	-0.36	0	0.098	0	0	87.27590442	7854.831
65	5.51	22.29	0.1	0	0.098	0	0	76.37776859	6873.999
66	5.56	18.26	-0.59	0	0.098	0	0	77.77022431	6999.32
67	5.61	18.17	-0.54	0	0.098	0	0	79.17525868	7125.773
68	6.11	12.98	0.55	0	0.098	0	0	93.91742764	8452.568
69	5.77	11.29	0.31	0	0.098	0	0	83.75589712	7538.031
70	5.67	9.21	-0.17	0	0.098	0	0	80.87790372	7279.011
71	6.13	6.24	0.34	0	0.098	0	0	94.53327798	8507.995
72	6.23	8.86	-0.03	0	0.098	0	0	97.64271839	8787.845
73	6.77	7.43	0.24	0	0.098	0	0	115.3031324	10377.28
74	6.11	-0.67	0.41	0	0.098	0	0	93.91742764	8452.568
75	6.2	-0.42	0.25	0	0.098	0	0	96.70460324	8703.414
76	7.01	-2.45	0.1	0	0.098	0	0	123.6231497	11126.08
77	7.25	-3.15	-0.5	0	0.098	0	0	132.2329789	11900.97

78	7.47	-11.91	-0.52	0	0.098	0	0	140.379914	12634.19
79	7.27	-14.27	-0.35	0	0.098	0	0	132.9635464	11966.72
80	8.72	-15.07	-1.29	0	0.098	0	0	191.2919694	17216.28
81	8.62	-15.4	0.06	0	0.098	0	0	186.9296962	16823.67
82	8.9	-10.72	0.58	0	0.098	0	0	199.2708539	17934.38
83	9.45	-11.57	0.52	0	0.098	0	0	224.6608437	20219.48
84	8.24	-9.42	0.37	0	0.098	0	0	170.8119269	15373.07
85	7.41	-11.6	0.73	0	0.098	0	0	138.1338716	12432.05
86	7.82	-13.42	0.73	0	0.098	0	0	153.842835	13845.86
87	7.29	-7.5	0.41	0	0.098	0	0	133.6961266	12032.65
88	7.61	1.65	0.07	0	0.098	0	0	145.69112	13112.2
89	8.86	-3.59	0.58	0	0.098	0	0	197.4836803	17773.53
90	8.54	-6.41	-0.81	0	0.098	0	0	183.4761041	16512.85
91	9.16	-10.22	-0.69	0	0.098	0	0	211.0837086	18997.53
92	9.04	-12.78	0.72	0	0.098	0	0	205.5893575	18503.04
93	9.69	-6.43	0.49	0	0.098	0	0	236.2170941	21259.54
94	9.87	-4.77	-0.34	0	0.098	0	0	245.0744709	22056.7
95	9.22	-4.25	0.56	0	0.098	0	0	213.858054	19247.22
96	9.17	-6.68	0.84	0	0.098	0	0	211.5448416	19039.04
97	8.68	-2.33	1.09	0	0.098	0	0	189.5410223	17058.69
98	9.73	-5.97	0.98	0	0.098	0	0	238.171312	21435.42
99	8.97	-6.83	0.45	0	0.098	0	0	202.4177786	18217.6
100	8.91	-11.73	0.44	0	0.098	0	0	199.7189051	17974.7
101	8.97	-10.04	0.72	0	0.098	0	0	202.4177786	18217.6
102	8.58	-7.06	0.56	0	0.098	0	0	185.198875	16667.9
103	9.16	-13.11	-0.3	0	0.098	0	0	211.0837086	18997.53
104	8.31	-4.21	-0.44	0	0.098	0	0	173.7263983	15635.38
105	8.04	-6.37	0.63	0	0.098	0	0	162.6207149	14635.86
106	8.26	-4.18	1.29	0	0.098	0	0	171.6421173	15447.79
107	7.55	-1.56	1.19	0	0.098	0	0	143.4028134	12906.25
108	6.73	-3.02	0.27	0	0.098	0	0	113.944639	10255.02
109	7.51	-6.13	0.13	0	0.098	0	0	141.8873385	12769.86
110	7.44	-6.23	0.26	0	0.098	0	0	139.2546287	12532.92
111	7.68	-8.29	-0.89	0	0.098	0	0	148.3837042	13354.53
112	7.69	0.37	-0.35	0	0.098	0	0	148.7703717	13389.33
113	7.88	3.8	-0.5	0	0.098	0	0	156.2126513	14059.14
114	9.02	-1.38	0.36	0	0.098	0	0	204.6806764	18421.26
115	8.73	4.78	-0.76	0	0.098	0	0	191.730964	17255.79
116	8.38	2.45	-1.32	0	0.098	0	0	176.6655239	15899.9
117	8.74	3.46	-1.74	0	0.098	0	0	192.1704618	17295.34
118	8.82	6.09	-1.79	0	0.098	0	0	195.7045572	17613.41
119	8.57	-1.78	-0.31	0	0.098	0	0	184.7674275	16629.07
120	8.16	5.13	-0.26	0	0.098	0	0	167.5112911	15076.02

LAMPIRAN V
OUTPUT FAST

Predictions were generated on 13-Apr-2018 at 01:16:37 using FAST (v8.16.00a-bjj, 27-Jul-2016), compiled as a 32-bit application using single precision
linked with NWTCT Subroutine Library (v2.09.00, 23-Jul-2016); ElastoDyn (v1.04.00a-bjj, 26-Jul-2016); InflowWind (v3.03.00, 26-Jul-2016); AeroDyn (v15.03.00, 27-Jul-2016); ServoDyn (v1.06.00a-bjj, 26-Jul-2016); HydroDyn (v2.05.01, 27-Jul-2016); SubDyn (v1.03.00, 11-Apr-2016)

Description from the FAST input file: FAST Certification Test #19: NREL 5.0 MW Baseline Wind Turbine with OC3 Monopile RF Configuration, for use in offshore analysis

Time	Wind1VelX	Wind1VelY	Wind1VelZ	OoPDef1	IPDef1	TwstDef1	BldPitch1	Azimuth	RotSpeed	GenSpeed	TwHt1TPxi	TwHt1TPyi	TTDspTwst	PtfmSurge	PtfmSway	PtfmRoll	PtfmPitch	Spn2MLxb	Spn2MLyb	RootFxc1	RootFyc1	RootFzc1	RootMxc1	RootMyc1	RootMzc1	RotTorq	LSSGagMyc	LSSGagMz	YawBrFxp	YawBrFyp	YawBrFzp
(s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m)	(m)	(deg)	(deg)	(deg)	(rpm)	(rpm)	(m)	(m)	(deg)	(m)	(m)	(deg)	(deg)	(deg)	(kN-m)	(kN-m)	(kN)	(kN)	(kN)	(kN-m)	(kN-m)	(kN-m)	(kN-m)	(kN-m)	(kN-m)	(kN)	(kN)
0.00	11.62	0.02	-0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.10	1174.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	40.30	-47.64	39.29	5.03	452.90	-63.84	451.70	46.49	0.00	-1858.00	5.98	17.38	3.30	-3328.00
0.05	11.49	0.32	-0.93	0.18	-0.02	0.00	0.00	3.63	12.08	1139.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-71.70	65.32	43.18	-31.41	458.30	446.00	752.10	52.45	1075.00	-1722.00	102.10	-5.00	57.06	-3327.00
0.10	11.20	0.57	-1.06	0.64	-0.11	0.00	0.00	7.23	11.92	1118.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-120.40	298.70	55.20	-72.53	460.30	1192.00	1549.00	2.18	2862.00	-1607.00	74.36	-14.59	89.89	-3346.00
0.15	11.25	0.76	-1.44	1.27	-0.29	0.00	0.00	10.78	11.76	1113.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	62.01	643.90	93.60	-90.81	460.20	1920.00	2882.00	15.22	4330.00	-1319.00	-38.08	4.72	75.14	-3382.00
0.20	11.50	1.05	-1.15	2.00	-0.52	0.00	0.00	14.30	11.71	1119.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	0.00	386.20	1022.00	133.30	-87.92	458.40	2538.00	4499.00	-54.73	5259.00	-1012.00	-188.10	24.24	72.48	-3426.00
0.25	11.87	1.09	-0.57	2.78	-0.71	0.00	0.00	17.82	11.78	1132.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	0.00	622.40	1417.00	194.50	-92.77	450.90	3110.00	6460.00	-20.73	5838.00	-297.10	-263.70	11.50	45.03	-3474.00
0.30	12.02	0.84	-0.30	3.56	-0.82	0.00	0.00	21.38	11.94	1150.00	0.01	-0.01	0.00	0.00	0.00	-0.01	0.00	616.60	1794.00	231.60	-115.40	449.50	3567.00	8046.00	-73.22	6265.00	134.50	-158.90	39.85	-3.18	-3519.00
0.35	12.12	0.70	-0.02	4.31	-0.85	0.00	0.00	24.97	12.03	1171.00	0.02	-0.01	0.00	0.00	0.00	-0.01	0.00	442.30	2151.00	269.10	-149.20	447.30	3878.00	9378.00	-66.82	6311.00	507.00	-39.11	91.74	2.72	-3556.00
0.40	11.97	1.06	-0.66	4.98	-0.86	0.00	0.00	28.58	11.99	1189.00	0.03	-0.01	0.00	0.00	0.00	-0.01	0.00	296.80	2460.00	292.60	-163.90	437.50	3914.00	10400.00	-46.94	5461.00	795.40	25.79	120.40	27.16	-3578.00
0.45	11.96	0.82	-0.78	5.54	-0.89	0.00	0.00	32.17	11.93	1194.00	0.05	-0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	269.20	2736.00	300.50	-154.80	429.00	3718.00	11020.00	-48.56	3843.00	848.50	182.00	136.00	20.78	-3586.00
0.50	11.87	0.84	-0.83	5.95	-0.91	0.00	0.00	35.74	11.93	1183.00	0.07	-0.03	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	272.50	2923.00	316.20	-146.60	426.50	3570.00	11520.00	-31.99	2373.00	1012.00	417.70	156.20	40.15	-3583.00
0.55	11.62	1.38	-0.72	6.24	-0.91	0.00	0.00	39.32	11.91	1163.00	0.09	-0.03	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	210.50	3041.00	308.70	-153.10	430.50	3559.00	11520.00	-36.77	1703.00	813.90	723.60	192.30	84.23	-3566.00
0.60	11.36	1.92	-0.72	6.41	-0.91	0.00	0.00	42.88	11.81	1139.00	0.12	-0.04	0.00	0.01	0.00	0.01	0.02	127.00	3106.00	295.90	-171.20	429.10	3709.00	11330.00	-28.78	1783.00	373.20	985.30	210.80	83.37	-3542.00
0.65	11.27	1.62	-1.13	6.49	-0.93	0.00	0.00	46.40	11.68	1119.00	0.15	-0.04	0.00	0.01	0.00	0.01	0.03	131.20	3133.00	281.80	-189.00	428.30	3994.00	10970.00	-21.69	2328.00	-67.91	1079.00	225.30	54.09	-3515.00
0.70	11.55	1.63	-1.05	6.45	-1.01	0.00	0.00	49.89	11.56	1106.00	0.19	-0.04	0.00	0.01	0.00	0.01	0.04	292.70	3116.00	267.10	-192.20	437.20	4303.00	10430.00	-42.34	3054.00	-388.30	1208.00	277.10	22.35	-3486.00
0.75	11.65	1.70	-0.58	6.32	-1.10	0.00	0.00	53.35	11.53	1100.00	0.22	-0.05	0.00	0.01	0.00	0.00	0.05	531.60	3059.00	254.40	-187.60	448.90	4619.00	9914.00	-70.93	3878.00	-479.40	1161.00	331.30	-32.33	-3459.00
0.80	11.60	1.74	-0.51	6.10	-1.17	0.00	0.00	56.82	11.62	1103.00	0.26	-0.05	0.00	0.01	0.00	0.00	0.05	699.20	2956.00	243.70	-190.40	455.80	4946.00	9511.00	-94.78	4916.00	-458.90	1237.00	379.20	-70.46	-3442.00
0.85	11.77	1.55	-0.54	5.82	-1.18	0.00	0.00	60.32	11.72	1117.00	0.30	-0.05	0.00	0.02	0.00	0.00	0.06	739.00	2815.00	245.60	-205.50	465.70	5241.00	9297.00	-96.04	5953.00	-144.70	1208.00	427.30	-51.66	-3432.00
0.90	11.67	1.53	-0.44	5.54	-1.16	0.00	0.00	63.85	11.76	1139.00	0.35	-0.06	0.00	0.02	0.00	0.00	0.07	729.10	2663.00	252.40	-211.60	480.40	5280.00	9169.00	-86.74	6363.00	147.80	1156.00	499.10	-27.76	-3432.00
0.95	11.80	1.26	-0.34	5.30	-1.11	0.00	0.00	67.38	11.79	1161.00	0.39	-0.07	0.00	0.02	0.00	0.01	0.08	703.80	2575.00	245.80	-202.60	486.80	5036.00	8937.00	-81.05	5852.00	214.00	1051.00	558.00	-25.65	-3437.00
1.00	11.75	1.37	-0.60	5.15	-1.04	0.00	0.00	70.92	11.84	1176.00	0.44	-0.07	0.00	0.02	0.00	0.01	0.09	640.10	2531.00	234.90	-189.70	492.00	4649.00	8689.00	-73.13	4694.00	118.30	963.70	590.20	-17.56	-3449.00
1.05	12.13	1.70	-0.46	5.07	-0.96	0.00	0.00	74.48	11.87	1179.00	0.48	-0.08	0.00	0.03	0.00	0.01	0.10	508.60	2496.00	235.30	-182.80	507.30	4247.00	8600.00	-57.55	3368.00	166.80	931.40	626.90	-21.57	-3468.00
1.10	12.33	1.70	-0.02	5.04	-0.86	0.00	0.00	78.04	11.87	1170.00	0.52	-0.09	0.00	0.03	-0.01	0.02	0.11	313.30	2482.00	235.10	-185.50	526.40	3925.00	8565.00	-39.54	2313.00	215.20	754.30	673.30	-51.06	-3482.00
1.15	11.80	1.36	-0.08	5.03	-0.79	0.00	0.00	81.60	11.80	1153.00	0.57	-0.09	0.00	0.03	-0.01	0.02	0.12	136.40	2459.00	241.60	-196.60	534.70	3811.00	8769.00	-18.66	1738.00	376.20	569.70	715.40	-64.45	-3496.00
1.20	11.52	1.35	-0.24	5.02	-0.78	0.00	0.00	85.12	11.68	1133.00	0.61	-0.10																			

YawBrMxp	YawBrMyp	YawBrMzp	RtAeroFhx	RtAeroFyh	RtAeroFzh	RtAeroMxh	RtAeroMyh	RtAeroMzh	GenPwr	GenTq	Wave1Elev	M2N1MKxe	M2N1MKye	M1N1MKxe	M1N1MKye	ReactFXss	ReactFYss	ReactFZss	ReactMXss	#NAME?	#NAME?
(kN-m)	(kN-m)	(kN-m)	(N)	(N)	(N)	(N-m)	(N-m)	(N-m)	(kW)	(kN-m)	(m)	(N*m)	(N*m)	(N*m)	(N*m)	(N)	(N)	(N)	(Nm)	(Nm)	(Nm)
36.12	-312.00	0.00	914400.00	-27410.00	12690.00	7269000.00	3263000.00	-812700.00	5000.00	43.09	0.49	-1911.00	208800.00	-2987.00	269200.00	-167400.00	-1145.00	-8454000.00	6959.00	-746900.00	0.00
1002.00	-307.40	25.25	569500.00	-37000.00	14120.00	3488000.00	4226000.00	-1362000.00	4859.00	43.15	0.46	354700.00	985200.00	232100.00	-355300.00	-411300.00	28490.00	-8452000.00	-39460.00	-3703000.00	41460.00
2697.00	-292.00	-165.80	493800.00	-24300.00	8545.00	2410000.00	3229000.00	-910100.00	4785.00	43.28	0.43	-54290.00	1397000.00	675800.00	-802900.00	-568900.00	-89080.00	-8469000.00	1557000.00	-5646000.00	-152600.00
4155.00	28.35	-575.20	450100.00	-19580.00	5675.00	1796000.00	2762000.00	-695100.00	4780.00	43.43	0.40	-1533000.00	482000.00	-548600.00	-149800.00	-315900.00	-146700.00	-8507000.00	884200.00	-2529000.00	-587700.00
5067.00	342.70	-717.30	412800.00	-10840.00	2976.00	1428000.00	1546000.00	-574100.00	4789.00	43.30	0.36	-3221000.00	-60260.00	-4417000.00	-71230.00	-214300.00	125500.00	-8552000.00	-5668000.00	-1451000.00	-713700.00
5694.00	833.80	-750.50	394100.00	-13050.00	3636.00	1271000.00	1602000.00	-685100.00	4761.00	42.55	0.33	-5025000.00	542500.00	-8039000.00	-1230000.00	-507200.00	344300.00	-8597000.00	-11450000.00	-5420000.00	-756900.00
6223.00	1206.00	-591.10	371300.00	-8979.00	1587.00	1166000.00	966700.00	-867400.00	4752.00	41.80	0.32	-6219000.00	168600.00	-9052000.00	-1978000.00	-553800.00	294700.00	-8643000.00	-11990000.00	-6614000.00	-596500.00
6283.00	1631.00	-246.40	393800.00	-8878.00	1850.00	1268000.00	1008000.00	-1000000.00	4822.00	41.64	0.30	-5496000.00	-536300.00	-8097000.00	-1747000.00	-379900.00	268600.00	-8683000.00	-10780000.00	-4702000.00	-237600.00
5408.00	1847.00	-73.48	416900.00	-10220.00	2046.00	1412000.00	942400.00	-1237000.00	4976.00	42.33	0.28	-3252000.00	337600.00	-5487000.00	-1393000.00	-457800.00	247400.00	-8705000.00	-7944000.00	-5093000.00	-77510.00
3833.00	1743.00	119.00	431500.00	-10080.00	1700.00	1558000.00	657100.00	-1275000.00	5085.00	43.08	0.27	-466700.00	2628000.00	-1177000.00	-126300.00	-642000.00	72500.00	-8710000.00	-1901000.00	-5585000.00	108300.00
2373.00	1747.00	567.00	455600.00	-13960.00	1248.00	1737000.00	1122000.00	-1636000.00	5084.00	43.46	0.25	2760000.00	5308000.00	3447000.00	3574000.00	-516500.00	-78270.00	-8709000.00	4224000.00	-635100.00	558400.00
1651.00	1509.00	988.80	481900.00	-13290.00	-1146.00	1935000.00	1642000.00	-1666000.00	4992.00	43.43	0.24	5615000.00	8526000.00	-230100.00	-170600.00	-8692000.00	8954000.00	8692000.00	8954000.00	7455000.00	1023000.00
1715.00	958.60	736.10	523000.00	-14320.00	-238.60	2226000.00	1495000.00	-2237000.00	4897.00	43.48	0.23	6738000.00	13230000.00	9479000.00	13860000.00	-239200.00	-309900.00	-8667000.00	12550000.00	12410000.00	746100.00
2280.00	528.30	290.50	553100.00	-15210.00	2245.00	2519000.00	1345000.00	-2239000.00	4781.00	43.21	0.23	6102000.00	18380000.00	8568000.00	18880000.00	-316900.00	-286700.00	-8640000.00	11410000.00	16710000.00	276900.00
3049.00	438.20	183.50	576000.00	-14720.00	452.60	2763000.00	1060000.00	-1814000.00	4641.00	42.46	0.22	4253000.00	22600000.00	4597000.00	2473000.00	-101200.00	-30110.00	-8612000.00	4903000.00	24680000.00	187800.00
3963.00	636.40	86.06	576400.00	-13310.00	1681.00	2878000.00	995000.00	-1562000.00	4535.00	41.71	0.21	1749000.00	26790000.00	294600.00	30140000.00	63940.00	169400.00	-8585000.00	-1384000.00	31720000.00	101000.00
5055.00	677.00	-137.20	597200.00	-13340.00	2470.00	3034000.00	974300.00	-1873000.00	4467.00	40.96	0.20	5472.00	31520000.00	-2173000.00	34240000.00	-54530.00	235200.00	-8568000.00	-4516000.00	34680000.00	-158300.00
6069.00	950.70	119.20	610100.00	-13010.00	4846.00	3280000.00	861400.00	-1686000.00	4442.00	40.21	0.19	112000.00	36270000.00	-2243000.00	38560000.00	-142500.00	260600.00	-8560000.00	-4834000.00	38170000.00	106500.00
6463.00	1355.00	588.00	616300.00	-12470.00	5500.00	3450000.00	1515000.00	-1766000.00	4444.00	39.46	0.18	1526000.00	40630000.00	16740.00	44230000.00	41610.00	165100.00	-8561000.00	-1625000.00	45640000.00	615300.00
5944.00	1571.00	454.00	620500.00	-13580.00	4229.00	3573000.00	1781000.00	-1460000.00	4444.00	38.71	0.17	3562000.00	45700000.00	3362000.00	50240000.00	160200.00	8341.00	-8567000.00	3270000.00	52820000.00	456600.00
4758.00	1507.00	189.80	635600.00	-12200.00	4371.00	3696000.00	1505000.00	-1012000.00	4413.00	37.96	0.16	6032000.00	51840000.00	6309000.00	56160000.00	77160.00	-32020.00	-8578000.00	6627000.00	57950000.00	170800.00
3459.00	1493.00	356.50	643200.00	-11180.00	6513.00	3747000.00	885500.00	-1270000.00	4456.00	38.23	0.14	8336000.00	57940000.00	8965000.00	63050000.00	149000.00	-57600.00	-8597000.00	9546000.00	65570000.00	359800.00
2472.00	1732.00	451.20	629200.00	-10420.00	7887.00	3684000.00	911400.00	-1446000.00	4510.00	38.98	0.12	10050000.00	63590000.00	11550000.00	70700000.00	411700.00	-161700.00	-8614000.00	13160000.00	75790000.00	478900.00
1911.00	1947.00	169.70	617100.00	-10660.00	11780.00	3543000.00	589300.00	-2247000.00	4502.00	39.48	0.10	11430000.00	69290000.00	13210000.00	77290000.00	504800.00	-189900.00	-8630000.00	15100000.00	83300000.00	145800.00
1767.00	2084.00	395.40	604800.00	-7753.00	15410.00	3402000.00	186600.00	-2626000.00	4389.00	39.18	0.08	12390000.00	74650000.00	13870000.00	82230000.00	410300.00	-144100.00	-8637000.00	15320000.00	87340000.00	379000.00
2064.00	2421.00	990.40	590400.00	-6015.00	17740.00	3237000.00	-292700.00	-2884000.00	4232.00	38.44	0.06	12640000.00	78850000.00	14230000.00	86670000.00	442600.00	-164500.00	-8638000.00	15870000.00	92090000.00	1016000.00
2835.00	2986.00	1149.00	583200.00	-4464.00	18050.00	3105000.00	-545300.00	-2352000.00	4097.00	37.69	0.03	12560000.00	82510000.00	14140000.00	91060000.00	555100.00	-168200.00	-8633000.00	15810000.00	97570000.00	1162000.00
3956.00	3376.00	939.70	564500.00	-2507.00	15680.00	2928000.00	-853200.00	-2104000.00	3999.00	36.94	0.00	12350000.00	86540000.00	13430000.00	94850000.00	506000.00	-103000.00	-8618000.00	14460000.00	100900000.00	929100.00
5078.00	3482.00	849.00	568700.00	-3386.00	14590.00	2860000.00	-948400.00	-2256000.00	3944.00	36.19	-0.04	11630000.00	90810000.00	12530000.00	98580000.00	411700.00	-90970.00	-8609000.00	13440000.00	103700000.00	832300.00
5775.00	3772.00	1001.00	575100.00	-1479.00	14970.00	2824000.00	-1181000.00	-2309000.00	3920.00	35.44	-0.07	10630000.00	95010000.00	11280000.00	103600000.00	522100.00	-76350.00	-8602000.00	12030000.00	109800000.00	1004000.00
5773.00	4119.00	923.20	570500.00	-1616.00	14120.00	2814000.00	-1318000.00	-2138000.00	3906.00	34.69	-0.10	9995000.00	99260000.00	9692000.00	109500000.00	731100.00	39780.00	-8591000.00	9300000.00	117800000.00	925200.00
5159.00	4190.00	680.50	555800.00	-578.30	12330.00	2735000.00	-1501000.00	-1561000.00	3880.00	33.94	-0.15	9980000.00	103600000.00	9123000.00	114300000.00	758800.00	111800.00	-8590000.00	8023000.00	122900000.00	649000.00
4262.00	4095.00	850.80	571500.00	-1270.00	13460.00	2796000.00	-1134000.00	-2071000.00	3929.00	34.07	-0.19	10840000.00	107200000.00	10580000.00	117700000.00	709100.00	39770.00	-8602000.00	10190000.00	125700000.00	848700.00
3311.00	4147.00	999.60	605800.00	-1389.00	17250.00	3051000.00	-1415000.00	-2628000.00	4019.00	34.82	-0.23	12680000.00	109500000.00	13480000.00	120600000.00	811200.00	-77710.00	-8620000.00	14260000.00	129600000.00	1016000.00
2416.00	4316.00	723.50	618300.00	-4352.00	20700.00	3304000.00	-898000.00	-3037000.00	4077.00	35.57	-0.27	14830000.00	111200000.00	16740000.00	122700000.00	853600.00	-196700.00	-8635000.00	18700000.00	132100000.00	720000.00
1758.00	4219.00	391.70	613800.00	-4086.00	19700.00	3370000.00	-886000.00	-2369000.00	4071.00	35.99	-0.32	16300000.00	112800000.00	19250000.00	123200000.00	708700.00	-315000.00	-8653000.00	22380000.00	131200000.00	383500.00
1592.00	4203.00	300.70	622800.00	-1422.00	21540.00	3392000.00	-1186000.00	-2264000.00	3970.00	35.68	-0.36	16670000.00	114000000.00	19860000.00	123800000.00	641100.00	-341100.00	-8677000.00	23260000.00	131100000.00	301700.00
2031.00	4524.00	259.90	633100.00	-2249.00	21240.00	3425000.00	-792700.00	-1946000.00	3830.00	34.96	-0.40	15760000.00	115000000.00	18300000.00	125800000.00	788800.00	-265100.00	-8686000.00	20950000.00	134500000.00	266500.00
2964.00	4875.00	224.90	623800.00	527.40	21110.00	3377000.00	-1304000.00	-1283000.00	3713.00	34.21	-0.45	13730000.00	116200000.00	15320000.00	127700000.00	870200.00	-164800.00	-8687000.00	16960000.00	137200000.00	220500.00
4056.00	4816.00	360.80	642100.00	744.00	22120.00	3493000.00	-1453000.00	-1563000.00	3632.00	33.46	-0.49	11310000.00	117200000.00	11760000.00	128300000.00</						

BIODATA PENULIS

BIODATA PENULIS



Fikri Anray Secario lahir di Jakarta tanggal 28 Juni 1996. Penulis menjalani pendidikan formal SD selama 6 tahun di SD Budi Luhur Karang Tengah, Tangerang kemudian melanjutkan pendidikan di SMP Negeri 134 Jakarta dan SMA Negeri RSBI 78 Jakarta. Setelah lulus pada

tahun 2014, penulis mengikuti Ujian Mandiri ITS dan diterima di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Selama menempuh masa perkuliahan, penulis aktif di Himpunan Mahasiswa Teknik Kelautan sebagai Staff Departemen Kewirausahaan periode 2015-2016 dan aktif sebagai anggota Society of Petroleum Engineers Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya Student Chapters (SPE ITS SC). Penulis diberi amanah lebih untuk menjadi *Project Manager* Petroleum Festival (Petrofest) SPE ITS SC 2016 yang berkolaborasi dengan Universitas Diponegoro. Penulis melakukan Kerja Praktek di PT. Pertamina Hulu Energi West Madura Offshore (PHE WMO) pada Juni- Agustus 2017, penulis melakukan Kerja Praktek di Departemen Facility Engineering and Integrity (FEI) untuk menganalisis *freespan* yang terjadi pada MOL-AW 10” milik PT. PHE WMO. Penulis diberi kesempatan untuk mempublikasi jurnal berjudul ‘*Investment Analysis of Offshore Wind Turbine as Alternative Energy Source for Oil Rig Generator*’ pada Indonesian Petroleum Association (IPA) 42nd 2018. Dengan pengetahuan yang didapat selama kuliah, penulis memilih bidang Energi dan Lingkungan Laut dan melanjutkan jurnalnya dengan judul tugas akhir “**Analisis Teknik dan Ekonomi Turbin Angin Lepas Pantai Tipe *Monopile* Sebagai Energi Alternatif Anjungan Migas**”.

Kontak Penulis

Email : fikri.anray@gmail.com